

УДК 622.245.724

**ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА КОНСТРУКЦИЙ СКВАЖИН  
НА ОСНОВАНИИ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ  
И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОСОБЕННОСТЕЙ РАЗРАБОТКИ  
КРАВЦОВСКОГО МОРСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**JUSTIFICATION OF THE CHOICE OF WELL DESIGNS  
BASED ON THE GEOLOGICAL FIELD AND TECHNOLOGICAL  
FEATURES OF THE DEVELOPMENT  
OF THE KRAVTSOVSKOYE OFFSHORE OIL FIELD**

**Котельников Александр Сергеевич**

студент-магистрант,  
институт Нефти, газа и энергетики,  
Кубанский государственный  
технологический университет  
9183315000@mail.ru

**Аннотация.** В статье приведена геолого-физическая характеристика морского нефтяного месторождения Кравцовское и показаны геолого-промысловые и технологические особенности его разработки. Сделано обоснование выбора конструкций скважин. Показано, что для повышения качества цементирования обсадных колонн необходимо использовать современные решения, обеспечивающие эффективное замещение промывочной жидкости тампонажным раствором. В числе основных следует отметить снижение реологии бурового раствора до минимальных значений. Данная рекомендация касается пластической вязкости, предельного динамического и особенно статического напряжения сдвига. Ограничивающим фактором является только предупреждение осаждения твердой фазы при остановках циркуляции.

**Ключевые слова:** геолого-промысловые и технологические особенности разработки; анализ результатов опробования и испытания скважин; обоснование выделения эксплуатационных объектов; обоснование способов воздействия на пласт и призабойную зону; анализ текущего состояния разработки; технология и техника добычи нефти и газа; обоснование выбора конструкций скважин.

**Kotel'nikov Alexander Sergeevich**

Masters' student,  
Institute of Oil, Gas and Energy,  
Kuban state technological university  
9183315000@mail.ru

**Annotation.** The article presents the geological and physical characteristics of the offshore oil field Kravtsovskoye and shows the geological and technological features of its development. The rationale for the choice of well designs was made. It is shown that to improve the quality of casing cementing, it is necessary to use modern solutions that ensure effective replacement of the washing fluid with cement slurry. Among the main ones, the reduction of mud rheology to the minimum values should be noted. This recommendation relates to plastic viscosity, extreme dynamic and especially static shear stress. The limiting factor is only the prevention of sedimentation of the solid phase when circulation stops.

**Keywords:** geological and technological features of the development; analysis of the results of testing and testing wells; justification for the allocation of operational facilities; justification of methods of influence on the reservoir and the bottomhole zone; analysis of the current state of development; technology and technology of oil and gas; justification for the selection of well designs.

**Общие сведения о месторождении**

Кравцовское месторождение Д-6 расположено в акватории Балтийского моря в пределах Куршского участка шельфа России (рис. 1). Расстояние до ближайшего берега составляет 23 км, до города Зеленоградска – 44 км.

Открыто в 1983 году поисковой скважиной Д6-1. Скважина была пробурена до глубины 2393,0 м, вскрыла породы от кристаллического фундамента до четвертичных и установила промышленную нефтеносность в среднекембрийских отложениях.

Глубина моря на данном участке изменяется от 24,5 м до 37,5 м. Поверхность дна моря погружается в северном направлении. В южной части глубина достигает в среднем 28 м, в центральной части 30 м, на севере 34 м.

Обрамляющая суша имеет высокоразвитые промышленную и транспортную инфраструктуры. Все города и многочисленные населённые пункты связаны между собой сетью железных, шоссейных и грунтовых дорог.

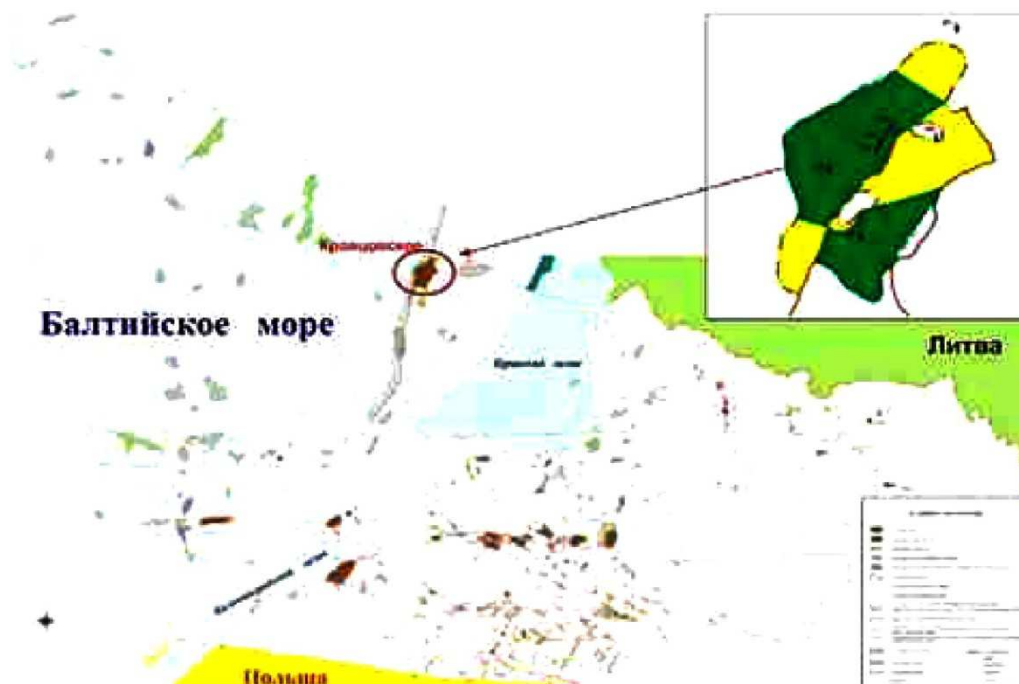


Рисунок 1 – Обзорная схема района работ

## Геолого-физическая характеристика месторождения

### *Геологическое строение месторождения и залежи*

Геологическое строение Кравцовского месторождения и подсчётные параметры нефтяной залежи дейменаского надгоризонта изучены на основе комплексной интерпретации материалов сейсморазведки, бурения и опробования семи скважин (№№ Д6-1, Д6-2, Д6-3, Д6-4, Д6-5, 8-Кр и 10-Кр), ГИС.

Стратиграфический разрез месторождения полностью совпадает с разрезом прилегающей территории суши и включает фундамент представленного архейской группой и осадочный комплекс палеозойской, мезозойской и кайнозойской групп (рис. 2). Общая толщина осадочного чехла на месторождении до 2339,4 м (скважина № Д6-2).

Архейские отложения (Ar) являются самыми древними отложениями разреза Кравцовского месторождения и вскрыты бурением в скважинах №№ Д6-1 и Д6-2 на глубинах 2356 м и 2404 м соответственно.

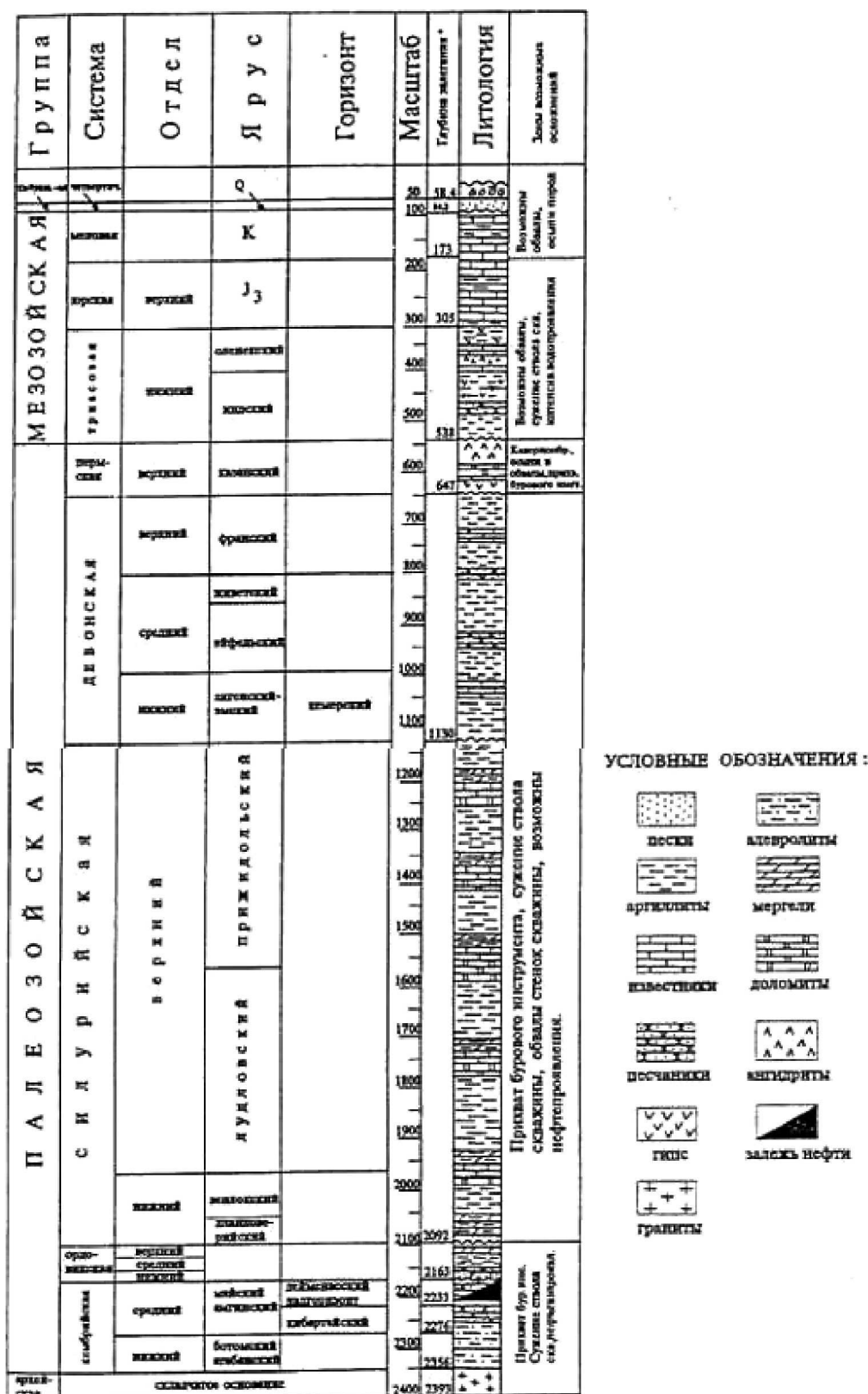
Палеозойская группа представлена отложениями кембрия, ордовика, силура, девона и перми.

Кембрийские отложения включают нижний и средний отделы. Нижнекембрийские отложения сложены песчаниками, алевролитами. Толщина отдела 74–83 м. К среднекембрийским отложениям относится толща песчаников с прослоями алевролитов и аргиллитов. Толщина отложений до 119 м. Нефтеносный (дейменаский) надгоризонт приурочен к верхней части среднекембрийских отложений. Толщина 69,9–74,4 м.

Отложения ордовикской системы разделены на нижний, средний и верхний отделы. Ордовикские отложения (покрышка), перекрывающие породы-коллектора дейменаского надгоризонта, представлены преимущественно переслаиванием мергелей и глинистых известняков, реже аргиллитов (в верхней части разреза). Мергели и известняки, слагающие ордовикскую покрышку, в основной своей массе состоят из очень мелких зёрен (менее 0,01 мм) кальцита и глинистого тонко дисперсного вещества, в известняках отмечается примесь карбонатного детрита. Толщина их достигает 71–76 м.

В целом ордовикские отложения, вместе с залегающей выше мощной толщей аргиллитов силурийской системы, являются благоприятными флюидоупорами и служат надёжной покрышкой залежи в среднекембрийских породах-коллекторах.

Силурийские отложения включают нижний и верхний отделы. Нижний силур в основании представлен маломощными карбонатными отложениями, но большую часть разреза слагают аргиллиты с прослойками мергелей. Толщина 148–155 м. Верхний силур представлен аргиллитами и мергелями с прослойками известняков. Толщина 744–849 м.



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ :

- пески
- аргиллиты
- алеволиты
- мергель
- известняки
- доломиты
- песчаники
- гипс
- зона нефти
- граниты

Рисунок 2 – Литолого-стратиграфический разрез

Девонские отложения, в составе которых выделены все три отдела, представлены песчаниками, алевролитами, глинами, аргиллитами, известняками, доломитами. Толщина 483–592 м.

Пермские отложения, включающие только верхний отдел, сложены ангидритами, доломитами, известняками, гипсами с эпизодическим развитием каменной соли. Толщина 88–124 м.

Мезозойская группа представлена отложениями триаса, юры и мела.

Отложения триаса включают только нижний отдел и представлены пестроцветной толщей карбонатных глин с редкими прослоями мелкозернистых кварцевых песчаников, алевролитов, известняков. Толщина 262,0–282,5 м.

Отложения юрской системы представлены верхним отделом и сложены известняками с прослоями глин, песчаниками и мергелями. Толщина 74–104,5 м.

Меловые отложения сложены песчаниками, алевролитами, прослоями глин и известняками. Толщина 73,7–96,0 м.

Кайнозойская группа представлена четвертичными отложениями и сложена разнозернистыми песками, гравием, илами. Толщина 17,8–27,0 м.

Кравцовская структура расположена в пределах Куршского тектонического блока, приуроченного к экваториальной части Балтийской синеклизы. Здесь в отложениях ордовикско-кембрийской толщи выделяется ряд валообразных поднятий. К центральной части (поднятие Д-6) одного из них – Западно-Ниденскому валу – приурочено Кравцовское месторождение, являющееся самым крупным по размерам и запасам среди открытых на море и обрамляющей суши.

Залежь нефти выявлена в дейменаском надгоризонте среднего кембрия. В отложениях этого надгоризонта на прилегающей суше (Россия, Литва) открыто свыше 20-ти месторождений нефти.

Современный структурный план поднятия Д6 в 1998 году уточнён сейсморазведочными работами МОГТ-ЗД. Согласно им, по кровле продуктивного пласта Д6 представляет собой сложнопостроенную антиклинальную складку, осложненную сводовыми поднятиями и системой дизъюнктивных нарушений.

Субмеридианальный сброс амплитудой до 30 м, проходящий через центральную часть складки Д6 делит её на два крупных блока: А (западный) и Б (восточный).

В блоке А выявлено наиболее крупное на структуре Д6 брахиантиклинальное поднятие с осью ориентированной параллельно сбросу с северо-запада на юго-восток.

В блоке Б прослеживается примыкающий к южной части центрального сброса прогиб, имеющий форму грабена и разделяющий наиболее высоко приподнятые части структуры в блоках А и Б. В западной части грабена амплитуда сброса достигает 25 м, в восточной 20 м.

В платообразной части поднятия Д6 (блок Б) диагональные и поперечные разрывные нарушения формируют его мелкоблоковое строение с морфологически разными структурными элементами: прогнутую часть (скважина № Д6-5) и приподнятую часть в смежном микроблоке в виде приразломного куполовидного поднятия (скважина № Д6-3).

В блоке А пробурены скважины №№ Д6-1, Д6-2, Д6-4, 8-Кр и 10-Кр, в блоке Б – скважины №№ Д6-3 и Д6-5.

Положение водонефтяного контакта (ВНК) принято на абсолютной отметке – 2177 м по данным опробования скважин и интерпретации материалов ГИС. Пять скважин (№№ Д6-1, Д6-3, Д6-4, 8-Кр и 10-Кр) оказались в контуре залежи, остальные две (№№ Д6-2 и Д6-5) в законтурной области. Все внутриконтурные скважины, кроме скважины № 8-Кр, вскрыли ВНК.

Залежь нефти массивная, приуроченная к ловушке структурного типа, осложнённой тектоническими нарушениями. Размеры залежи в пределах ВНК составляют 9,2х4,6 км, этаж нефтеносности равен 41 м.

Абсолютная отметка глубины залегания пласта в своде – 2132,2 м. Коэффициент заполнения ловушки 0,89 достаточно высокий для залежи данного региона.

Карта эффективных нефтенасыщенных толщин продуктивного пласта нефтяной залежи дейменаского надгоризонта Кравцовского месторождения показана на рисунке 3.

Выделение коллекторов осуществлялось по комплексу ГИС фиксацией «прямых признаков» проникновения фильтрата промывочной жидкости (ПЖ) в пласты либо посредством количественного критерия АГК, установленного путём статистической обработки массивов данных, полученных на основе «прямых признаков».

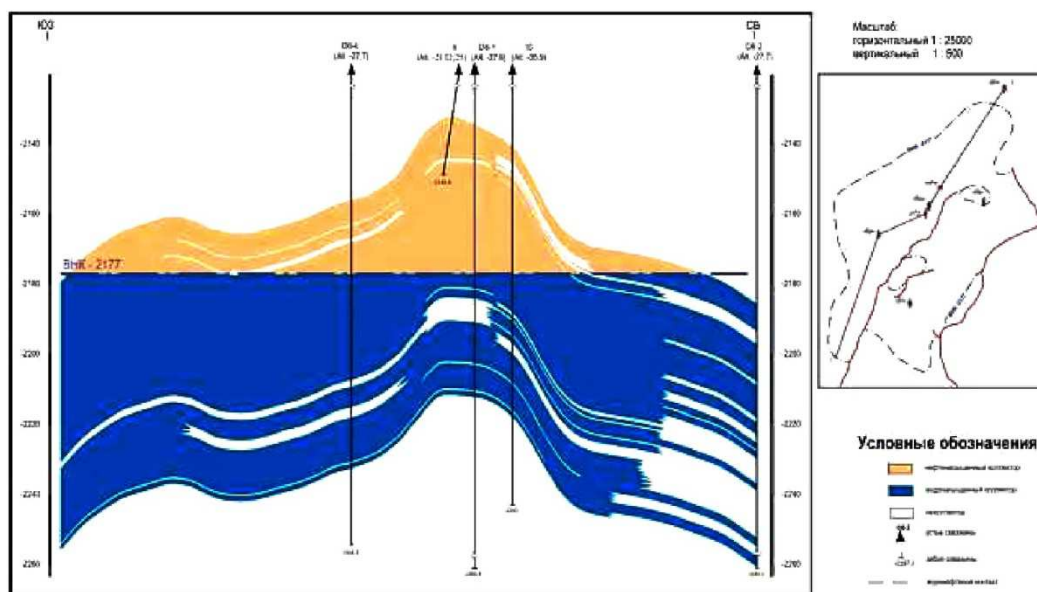


Рисунок 3 – Геологический разрез продуктивных отложений дейменаского надгоризонта Кравцовского месторождения

### Запасы нефти и газа

Запасы нефти продуктивного пласта нефтяной залежи дейменаского надгоризонта по западному и восточному блокам Кравцовского месторождения утверждены ГКЗ и поставлены на Государственный баланс.

К категории  $C_1$  отнесены запасы в районе скважин, давших промышленные притоки нефти при опробовании в колонне скважин №№ Д6-1, Д6-3, Д6-4, 8-Кр и 10-Кр.

К категории  $C_2$  отнесены запасы неразведанных, периферийных участков залежи, примыкающие к участкам с запасами категории  $C_1$ .

Запасы категории  $C_2$  оказались на участках залежи, где нефтенасыщенные толщины менее 7 м.

По площади залежь условно разделена на два подсчётных участка: западный или блок А (скважины №№ Д6-1, Д6-4, 8-Кр и 10-Кр) и восточный или блок Б (скважина № Д6-3).

Утверждённые подсчётные параметры, запасы нефти и растворённого газа обоснованы и рассчитаны отдельно для каждого блока и участка с категориями запасов  $C_1$  и  $C_2$  и в целом по месторождению.

Запасы нефти Кравцовского месторождения, числящиеся на балансе Росгеолфонда, составляют:

по категории  $C_1$ :

- геологические – 16473 тыс. тонн;
- извлекаемые – 7416 тыс. тонн;

по категории  $C_2$ :

- балансовые – 5074 тыс. тонн;
- извлекаемые – 1636 тыс. тонн.

По западному блоку геологические запасы 15698 тыс. тонн, по восточному – 5849 тыс. тонн.

Утверждённые коэффициенты нефтеизвлечения по категориям запасов  $C_1$  и  $C_2$  составляют соответственно 0,450 и 0,322; в среднем по категориям  $C_1 + C_2$  – 0,420.

### Геолого-промысловые и технологические особенности разработки Кравцовского месторождения

#### *Краткий анализ результатов опробования и испытания скважин*

По состоянию на 01.01.2018 г. на Кравцовском месторождении в дейменаском надгоризонте среднекембрийских отложений были проведены исследования в вертикальных и горизонтальной скважинах следующих интервалов:

- в скважине № Д6-1 – водонасыщенный интервал 2218,0–2229,0 м; нефтеводонасыщенный 2202,0–2213,0 м; нефтенасыщенные 2176,0–2198,0 м и 2202,0–2206,0 м;
- в скважине № Д6-2 – интервал водонасыщенный со следами нефти 2212,4–2216,9 м;
- в скважине № Д6-3 – водонасыщенные интервалы 2222,0–2232,0 м и 2206,0–2208,0 м; нефтенасыщенный 2186,0–2200,0 м;
- в скважине № Д6-4 – водонасыщенный интервал 2218,0–2228,0 м; нефтенасыщенные 2203,5–2204,5 м и 2184,0–2198,0 м;
- в скважине № Д6-5 – водонасыщенный 2203,5–2207,0 м и 2237,0–2245,0 м;
- в скважине 8-Кр – нефтенасыщенный 2364,4–2575,0 м;
- в скважине № 10-Кр – нефтенасыщенный 2180,0–2201,5 м.

Анализ результатов исследований первых пяти скважин, а также последующие испытания двух новых скважин (№№ 8-Кр и 10-Кр) в 2018 году позволили дополнить уже имеющуюся информацию о коллекторских и фильтрационных параметрах нефтенасыщенной части залежи.

Исследование вертикальной скважины № 10-Кр осуществлялось в открытом стволе. При отработке скважины на дневную поверхность выносилась вода, которая по составу является пластовой с содержанием остатков раствора формиата натрия и морской воды (до 15–20 %).

Особенностью скважины № 8-Кр является наличие открытого горизонтального ствола в пласте, длиной 201 м. Запуск скважин в работу производился с помощью УЭЦН. С началом фонтанирования скважины отрабатывались на штуцерах с различными диаметрами от 5,0 до 11,1 мм. Продолжительность отработок и регистрации КВД в этих исследованиях была увеличена по сравнению с ранее проведенными в скважинах №№ Д6-1–Д6-5 (менее 15 часов) и достигала 24 часов.

Гидродинамические исследования методами установившихся отборов и восстановления давления проведены с помощью глубинного и палубного оборудования сервисной компании «Schlumberger».

Испытания сопровождались регистрацией процесса изменения забойного давления глубинными датчиками Phoenix MTD. Проведенные исследования оценены как технически успешные. Снижение информативности испытания по скважине 10-Кр связано с отсутствием на момент проведения работ специального оборудования для замера дебитов.

Фильтрационно-емкостные и коллекторские характеристики объекта по скважине № 8-Кр оценивались по кривой восстановления забойного давления методами диагностическим и производных давления, суперпозиции, детерминированных моментов текущей депрессии. Промышленная значимость интервала исследования определялась по индикаторным диаграммам (ИД) и по КВД методом идентификации.

Индикаторные диаграммы по нефтенасыщенной части залежи, дополненные результатами исследования скважины № 8-Кр, до депрессии 7,1 МПа хорошо описываются прямолинейной зависимостью, что указывает на проявление в прискважинных зонах пласта линейного закона Дарси.

Максимальное значение дебита нефти получено в скважине № 8-Кр на устьевом штуцере диаметром 11,0 мм и составляет 580,8 м<sup>3</sup>/сут. при депрессии на пласт 1,34 МПа или 5,7 % от величины пластового давления.

Фильтрационный поток в радиусе дренирования скважины характеризуется сменой различных режимов. Ранний участок отражает плоскорадиальную фильтрацию флюида вокруг дренируемой части пласта горизонтальным.

### **Обоснование выделения эксплуатационных объектов**

Из результатов изучения геологического строения следует, что вся залежь нефти дейменаского надгоризонта Кравцовского месторождения находится в единой гидродинамической системе пласта. По объёму залежи не отмечено существенных различий свойств нефти, воды и вещественного состава пород коллектора. По всей площади залежь подпирается подошвенной водой, характеризуется одинаковыми условиями разработки, следовательно, может рассматриваться, как один эксплуатационный объект.

Основные характеристики эксплуатационного объекта приведены в таблице 1.

**Таблица 1** – Исходные геолого-физические характеристики дейменаского надгоризонта Кравцовского месторождения

Параметры	Значения
Средняя глубина залегания, м	2163
Тип залежи	массивная
Тип коллектора	поровый
Площадь нефтеносности, тыс. м <sup>2</sup>	25201
Средняя общая толщина, м	67,4
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	11,2
Пористость, доли ед.	0,12
Средняя насыщенность нефтью, доли ед.	0,86
Проницаемость нефтенасыщенной зоны (по модели), мкм <sup>2</sup>	0,225
Коэффициент песчаности нефтенасыщенной зоны, доли ед.	0,92
Коэффициент расчленённости нефтенасыщенной зоны, доли ед.	3,6
Пластовая температура, °С	63,5
Пластовое давление, МПа	24,2
Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа·с	1,72
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м <sup>3</sup>	0,79
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м <sup>3</sup>	0,826
Абсолютная отметка ВНК, м	-2177
Объёмный коэффициент нефти, доли ед.	1,08
Содержание в нефти, %	
серы	0,19
парафина	3,9
Давление насыщения нефти газом, МПа	2,93
Газосодержание нефти, м <sup>3</sup> /т	24,9
Вязкость воды в пластовых условиях, МПа·с	0,66
Плотность воды в пластовых условиях, т/м <sup>3</sup>	1,127
Средняя удельная продуктивность скважин, м <sup>3</sup> /(сут·м·МПа)	4,1
Начальные балансовые запасы нефти (утв. ГКЗ РФ), тыс. тонн	21547
в том числе по категориям С <sub>1</sub> /С <sub>2</sub>	16473/5074
Начальные извлекаемые запасы нефти (утв. ГКЗ РФ), тыс. тонн	9052
в том числе по категориям С <sub>1</sub> /С <sub>2</sub>	7416/1636
Коэффициент нефтеизвлечения (утв. ГКЗ РФ), доли ед.	0,42
в том числе по категориям С <sub>1</sub> /С <sub>2</sub>	0,45 / 0,322

### **Обоснование способов воздействия на пласт и призабойную зону**

Тип коллектора и обширная водонефтяная зона являются факторами, ограничивающими применение на Кравцовском месторождении ряда способов воздействия на пласт и призабойную зону. Так, например, для терригенных продуктивных отложений типа дейменаских песчаников неприменимы различные способы солянокислотного воздействия.

Поскольку на месторождении планируется бурение горизонтальных и разветлённо-горизонтальных скважин это предопределяет особенности применения тех или иных способов воздействия на пласт и призабойную зону.

Возможности использования гидроразрыва пласта или каких-либо других способов создания трещин ограничены, т.к. весьма вероятно образование вертикальных трещин и преждевременное обводнение продукции скважин за счёт подтягивания подошвенной воды.

В целях снижения загрязняющего воздействия буровых растворов на приствольную зону, происходящего при вскрытии продуктивного пласта, рекомендуется использовать полимерные буровые растворы на водной основе. В этом случае водоотдача промывочных жидкостей поддерживается на минимальном уровне, что обеспечивает создание тонкой и плотной защитной фильтрационной корки на стенках скважины. При создании депрессии и добыче продукции происходит удаление корки с поверхности коллектора. Естественная проницаемость продуктивных отложений практически полностью восстанавливается, т.е. проведение специальной процедуры очистки призабойной зоны в данном случае не требуется.

На Кравцовском месторождении планируется вскрытие пласта скважинами с открытым забоем, что должно обеспечить сохранение естественной проницаемости.

Одной из основных проблем при проведении мероприятий по интенсификации притока в горизонтальных стволах скважин является достижение равномерного профиля притока, ограничение и изоляция прорывов воды. Использование регулируемых секционных фильтров (например, КРР. 146.03) позволяет разделить горизонтальный участок на ряд коротких интервалов и последовательно их обрабатывать, а в случае необходимости производить их отключение, что должно обеспечить более равномерную выработку всего интервала притока. Разработана и испытана технология изоляции интервалов притока воды в горизонтальных необсаженных стволах. Техническая сущность разработки заключается в следующем: в водоносный интервал закачивается структурированная гидрофобная вязкая жидкость для создания водоотклоняющей буферной оторочки вокруг ГС; затем в интервале водопритока устанавливается профильный перекрыватель, например, конструкции института «ТатНИПИнефть» ОЛКС-216У, который служит механическим барьером, противостоящим выдавливанию тампонирующего состава обратно в ГС под действием напора пластовых вод.

#### ***Анализ текущего состояния разработки***

По состоянию на 01.01.2018 г. на залежи пробурены вертикальная скважина № 10-Кр с вертикальным завершением и скважины №№ 8-Кр и 18-Кр с горизонтальным завершением.

Скважина № 10-Кр в эксплуатации с июля 2004 года. На 01.01.2018 г. из скважины отобрано 9,4 тыс. м<sup>3</sup> нефти и 4,8 тыс. м<sup>3</sup> воды, текущий дебит нефти 125 м<sup>3</sup>/сут. при обводнённости 35 % об. Коэффициент эксплуатации скважины за этот период 0,68. Наличие воды в продукции связано, вероятнее всего, с негерметичностью цементного моста с пакером, установленного на 17 м выше ВНК. Для ликвидации водопритока целесообразно провести изоляционные работы, например, установку цементного моста выше существующего.

Скважина № 8-Кр эксплуатируется с августа 2004 года. На 01.01.2018 г. по скважине отобрано 30,9 тыс. м<sup>3</sup> безводной нефти. Коэффициент эксплуатации скважины за этот период равен 0,94. Скважина устойчиво работает с дебитом 530–540 м<sup>3</sup>/сут.

09.11.2004 г. введена в эксплуатацию скважина № 18-Кр с горизонтальным стволом длиной 406 м. По результатам гидродинамических исследований скважину рекомендуется эксплуатировать с дебитом не выше 400 м<sup>3</sup>/сут.

#### ***Геолого-промысловые и технологические особенности проекта разработки***

На данный момент, после анализа нескольких вариантов проектов разработки Кравцовского месторождения, выбран вариант, по которому разбуривание залежи предполагается вести горизонтальными и разветвленно-горизонтальными скважинами. Применение скважин таких конструкций позволяет увеличить их продуктивность за счёт длины горизонтального участка, снизить депрессию на пласт, обеспечить более равномерный подъём ВНК и повышение степени выработки запасов углеводородов. Исходя из опыта разработки месторождений Калининградской области, следует, что для увеличения продолжительности периода безводной добычи нефти рабочая депрессия на забое скважин в начальный период эксплуатации не должна превышать ориентировочно 1 МПа.



Рассматриваемый проект предполагает разработку 17 скважинами (скважина № 10-Кр, 10 ГС и 6 РГС), пробуренными с ЛСП. Проектный уровень добычи нефти 700 тыс. тонн в год (табл. 2). Длины горизонтальных стволов от 200 до 600 м, горизонтальные участки скважин прокладываются на расстоянии 2–4 м от кровли залежи параллельно ей. Из шести РГС две имеют по два дополнительных горизонтальных ствола, четыре – по одному. При этом предполагается, что в скважине № 11 оборудование должно обеспечивать контроль эксплуатации каждого ствола в отдельности.

**Таблица 2** – Основные технологические показатели разработки Кравцовского месторождения

Показатели	Месторождение в целом
Год ввода в разработку	2004
Год окончания разработки	2037
Фонд пробуренных скважин, всего, ед.	17
из них добывающих	17
в т.ч. горизонтальных / разветвлённо-горизонтальных	10 / 6
Максимальная годовая добыча нефти, тыс. тонн	702
Год выхода на максимальный уровень добычи нефти	2008
Период стабильной добычи, лет	5
Накопленная добыча нефти, тыс. тонн	10008
Накопленная добыча нефтяного газа, млн м <sup>3</sup>	250
Капитальные вложения (без НДС), млн долл.	316,8
Эксплуатационные затраты, млн долл.	976,4
Поток наличности, млн долл.	450,4
Чистый дисконтированный поток (NPV 15 %), млн долл.	0,2
Срок окупаемости без учёта дисконтирования, лет	11
Дефицит наличной ценности, млн долл.	201

Предполагается бурение РГС с основным горизонтальным стволом длиной 600 м и двумя дополнительными боковыми стволами по 400 м каждый. Расстояние от горизонтальных стволов до ВНК ~ 7–9 м.

Всего в данном варианте залежь разрабатывается 24-мя горизонтальными стволами. Суммарная длина горизонтальных стволов скважин 11700 м. Дебиты скважин изменяются от 110 до 600 м<sup>3</sup>/сут.

В то же время использовать максимально потенциал горизонтальных скважин в условиях нефтяной залежи, подстилаемой водой, следует осторожно, т.к. неограниченное увеличение дебитов приводит к ускоренному обводнению скважин и соответственно, существенному росту накопленной добычи воды.

Горизонтальные участки скважин предлагается прокладывать на расстоянии 2–4 м от кровли залежи параллельно ей. В настоящее время можно утверждать, что в продуктивном пласте существуют зоны пониженной проницаемости или непроницаемые включения, но их положение и протяжённость известны (достаточно ориентировочно) только в районе пробуренных скважин. Учитывая, что нефтяная залежь подстилается водой, только в её центральной части забои скважин могут быть проложены на 10–15 м ниже кровли залежи. В крайних частях залежи размещение забоев скважин над слабопроницаемыми прослоями, т.е. всего на 2–4 м ниже кровли, может положительно сказаться на динамике добычи, т.к. в этом случае нефть к скважинам будет вытесняться водой по напластованию, а не за счёт конусообразования. В то же время нефть из-под таких слабопроницаемых пропластков может извлекаться либо другими скважинами за счёт интерференции, либо за счёт бурения дополнительных стволов из пробуренных.

В рассматриваемом проекте разработки предусмотрено, что:

- давление на забое скважин не должно быть ниже 13 МПа, т.к. при этом давлении в процессе испытания скважин не наблюдалось разрушения призабойной зоны;

- скважины отключаются при обводнённости 95 % об.;
- коэффициент эксплуатации скважин равен 0,91 в 2004–2005 гг. и 0,95 в дальнейшем; потенциал горизонтальных скважин позволяет в случае сверхнормативного простоя какой-либо скважины перераспределить дебиты и компенсировать добычу;
- скважины должны периодически останавливаться для проведения исследовательских и ремонтных работ; наиболее благоприятные условия для гидродинамических исследований скважины имеют в период фонтанной эксплуатации;
- для транспортировки добываемой продукции по трубопроводу к береговым сооружениям по подготовке нефти предусмотрено использовать мультифазные насосы. Давление на устье скважин должно обеспечивать нормальную работу мультифазных насосов. При снижении давления на устье скважин ниже требуемых значений скважины переводятся на механизированный способ добычи с помощью УЭЦН.

Разработку залежи планируется осуществлять на естественном упруговодонапорном режиме дренирования.

### ***Технология и техника добычи нефти и газа***

Разработка Кравцовского месторождения предполагается 17 нефтяными добывающими скважинами, из которых 1 вертикальная, 10 наклонно-направленных с горизонтальными окончаниями и 6 наклонно-направленных, разветвлённых с горизонтальными окончаниями.

Одним из критериев перевода скважин на механизированный способ добычи нефти является величина давления на устье.

Исходя из условий доставки продукции скважин на берег мультифазным насосом, для перекачки максимальных объёмов, давление на приёме насоса регламентируется значением 2,0 МПа. Это значение принято как критерий перевода скважин на механизированную добычу.

Исходя из условий эксплуатации морских месторождений, существуют объективные факторы, ограничивающие диапазон выбора способа механизированной добычи.

Наиболее приемлемыми для морских месторождений являются газлифтный способ эксплуатации и с применением установок электропогружных центробежных насосов (УЭЦН).

Ввиду отсутствия источника газа, на Кравцовском месторождении рекомендуется применение УЭЦН.

Устьевое оборудование в целом не отличается от обычно применяемого для добывающих скважин. Однако должна быть предусмотрена возможность прокладки к электродвигателю токоподводящего кабеля, а также соответствующих линий к датчику давления и клапану-отсекателю. Гидравлическая линия малого диаметра соединяет клапан-отсекатель с аварийной системой отключения, которая при соответствующем изменении устьевого давления производит автоматическое закрытие клапана, перекрывая внутреннее сечение НКТ. Фонтанная арматура FMC-2-9/16-5К, применяемая в настоящее время, может быть рекомендована и в дальнейшем.

### **Обоснование выбора конструкций скважин Кравцовского нефтяного месторождения**

#### ***Общие требования и исходные данные по выбору конструкции скважин***

При бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин на морских месторождениях к их конструкциям предъявляется ряд требований, выполнение которых обеспечивает успешное доведение скважин до проектных глубин, качественное вскрытие продуктивных горизонтов, эксплуатацию скважин в период разработки месторождений. Конструкции должны быть экономичными и обеспечивать охрану недр в процессе строительства и эксплуатации скважин.

Для выполнения указанных требований и обоснованного выбора конструкций скважин в работе рассмотрены материалы о геологических условиях бурения, глубинах залегания продуктивных пластов, пластовых давлениях и давлениях гидроразрыва, интервалах возникновения осложнений в виде газонефтеводопроявлений (ГНВП), поглощений, обвалов, осыпей, сужений, кавернообразований по ранее пробуренным скважинам.

Для выявления зон несовместимости бурения строится совмещённый график изменения градиентов пластового давления и давления гидроразрыва от глубины скважины. Указанные градиенты давлений определены промысловыми исследованиями по ранее пробуренным скважинам-аналогам.

На основании данных о зонах несовместимости по условиям бурения определены число и глубина спуска обсадных колонн.

При расчётах наклонно-направленных и горизонтальных профилей учитывались параметры, определяющие возможность прохождения обсадных колонн по стволу скважин и величина вскрываемого интервала одноразмерным долотом.

Объектом разработки являются продуктивные отложения на морском месторождении Кравцовское. Рассмотрены геолого-технические условия проводки вертикальной и с горизонтальным окончанием скважин-аналогов. К ним относятся скважины №№ 10 и 8 Кравцовского месторождения.

В таблице 3 представлены конструкции скважин-аналогов. Анализ конструкций показывает, что принципиальных отличий в конструкциях скважин не имеется. В скважины №№ 10-Кр и 8-Кр спущена эксплуатационная колонна 178 мм, башмак эксплуатационной колонны устанавливается за 5 м от дейменаского надгоризонта. Скважины эксплуатируются открытым стволом.

**Таблица 3** – Конструкции скважин-аналогов

Обсадная колонна	Скважина № 10-Кр		Скважина № 8-Кр	
	диаметр, мм	глубина спуска, м	диаметр, мм	глубина спуска, м
Водоотделяющая колонна	762	95	762	95
Кондуктор	508	155	508	160
I промежуточная колонна	340	702	340	700
II промежуточная колонна	245	1903	245	1900
Эксплуатационная колонна	178	2148	178	2165

При бурении скважин осложнений практически не было. Анализ показывает, что бурение скважин на месторождении можно отнести к нормальным условиям. Отмечаются некоторые посадки, затяжки инструмента при наращивании и СПО, а также проработки ствола, которые в процессе бурения легко ликвидировались.

На основе геологических исследований, в т.ч. по данным пластоиспытателя, составлен фактический стратиграфический разрез по скважинам-аналогам, а также уточнены сведения о величинах пластовых давлений и давлениях гидроразрыва, которые позволили рассчитать изменения соответствующих градиентов в соответствии с глубиной залегания пластов.

На Кравцовском месторождении условия бурения до объектов разработки следует считать совместимыми. Спуск кондуктора и промежуточной колонны объясняется геологическими причинами.

### **Выбор конструкции скважин**

Глубина залегания продуктивных объектов (глубина скважины) и диаметр эксплуатационной колонны являются определяющими для выбора диаметров промежуточных обсадных колонн и кондуктора. В качестве эксплуатационной колонны для месторождения приняты обсадные трубы диаметром 178 мм при вскрытии дейменаского надгоризонта, что способствует проводке скважин кустовым способом с наклонно-направленными и горизонтальными стволами. Количество промежуточных колонн и глубина их спуска выбраны на основании данных графиков совмещённых давлений, стратиграфического разреза и фактических горно-геологических условий (осложнений, осыпей, обвалов и т.д.), полученных при бурении поисковых скважин.

Используя представленные данные, разработана типовая (базовая) конструкция скважин для месторождения Кравцовское с обоснованием глубины спуска промежуточных колонн, высоты подъёма цемента, описание которых приводится ниже.

Водоотделяющая колонна (ВК) диаметром 508 мм спускается на глубину 95 м, что обеспечивает укрепление устья скважины, создание циркуляции, установку дивертора.

Кондуктор диаметром 340 мм спускается на глубину 900 м с целью перекрытия меловых, юрских, пермтриасовых и верхнедевонских отложений, склонных к интенсивным осыпям, обвалам, изоляции майкопских глин, склонных к разбуханию, сужению ствола и прихватам. Башмак устанавливается в глинистую часть верхнего отдела девонской системы. Цементируется до дна моря. Тип цемента и параметры тампонажного раствора аналогичны, как и под водоотделяющую колонну.

Промежуточная обсадная колонна диаметром 245 мм спускается с целью перекрытия девонской и силурийской систем, склонного к осыпям и обвалам. Башмак устанавливается в глинах нижнего ордовика на глубину 2165 м. Цементируется до глубины 1100 м тампонажным раствором плотностью 1,78–1,80 г/см<sup>3</sup>.

Крепление продуктивного горизонта эксплуатационными хвостовиками предполагается тремя типами конструкций скважин:

Первый тип конструкции (однозабойная скважина с горизонтальным окончанием).

Эксплуатационный хвостовик диаметром 178 мм спускается в горизонтальный ствол продуктивного горизонта для предупреждения геологических осложнений, разобщения вышележащих продуктивных отложений и последующей добычи УВ в следующей конструкции:

- башмак – до забоя горизонтального ствола;
- фильтр – в интервале продуктивного пласта до подошвы ордовика;
- пакер-муфта – в кровлю продуктивного горизонта;
- обсадная труба 178 мм – в интервале от кровли продуктивного горизонта до глубины выше башмака колонны 245 мм на 150 м (по стволу).

Цементируется тампонажным раствором плотностью 1,93 г/см<sup>3</sup> на длину хвостовика от пакер-муфты до «головы».

Второй тип конструкции (многозабойная скважина с горизонтальными необсаженными стволами):

После бурения первого горизонтального ствола в продуктивном горизонте забуривается и проводится второй ствол с изменением азимута и при необходимости третий.

Эксплуатационный хвостовик диаметром 178 мм спускается в кровлю продуктивного горизонта для разобщения вышележащих продуктивных отложений и последующей добычи УВ в следующей конструкции:

- открытый ствол – от забоя горизонтального ствола до кровли продуктивного горизонта;
- башмак – в кровлю продуктивного горизонта до места разветвления стволов;
- пакер-муфта – в кровлю продуктивного горизонта над башмаком;
- обсадная труба 178 мм – в интервале от кровли продуктивного горизонта до глубины выше башмака колонны 245 мм на 150 м (по стволу).

Цементируется тампонажным раствором плотностью 1,93 г/см<sup>3</sup> на длину хвостовика от пакер-муфты до «головы». Данная конструкция скважин позволяет при необходимости провести дополнительные стволы из-под башмака 177,8 мм хвостовика (открытый ствол) долотом 139,7 мм в требующиеся интервалы для доработки месторождения.

Третий тип конструкции (многозабойная скважина с горизонтальными обсаженными стволами).

После бурения первого горизонтального ствола спускается эксплуатационный хвостовик 178 мм в кровлю продуктивного горизонта для разобщения вышележащих продуктивных отложений и последующей добычи УВ в следующей конструкции:

- башмак – до забоя горизонтального ствола;
- фильтр – в интервале продуктивного пласта до подошвы ордовика;
- пакер-муфта – в кровлю продуктивного горизонта;
- обсадная труба 178 мм – в интервале от кровли продуктивного горизонта до глубины выше башмака колонны 245 мм на 150 м (по стволу).

Цементируется тампонажным раствором плотностью 1,93 г/см<sup>3</sup> на длину хвостовика от пакер-муфты до «головы».

Второй горизонтальный ствол зарезается из колонны 245 мм на 30 м выше «голови» первого хвостовика, спускается эксплуатационный хвостовик 0178 мм в кровлю продуктивного горизонта с последующим обрезанием «голови» хвостовика по колонне 0245 мм:

- башмак – до забоя второго горизонтального ствола;
- фильтр – в интервале продуктивного пласта до подошвы ордовика;
- пакер-муфта – в кровлю продуктивного горизонта;
- обсадная труба 178 мм – в интервале от кровли продуктивного горизонта до входа в колонну 245 мм.

Третий горизонтальный ствол зарезается из колонны 245 мм на 60 м выше «голови» первого хвостовика.

Следует отметить, что данная конструкция является достаточно гибкой и может модифицироваться в сторону увеличения количества дополнительных стволов из одной скважины 245 мм, кроме того, снижается металлоёмкость конструкции. В данной конструкции рекомендуется использовать внутрискважинное оборудование «Promax» для контроля каждого ствола скважины.

Предлагаемые конструкции имеют особенность, учитывающую специфику бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин. Глубина начала набора зенитного угла приурочена к устойчивым породам, что обеспечивает проводку скважин с максимальной кривизной в соответствии с проектными профилями.

Набор зенитного угла при небольших отклонениях ствола скважины от вертикали осуществляется в интервале бурения под кондуктор 340 мм. При этом для горизонтальных скважин максимальный угол на первом участке 66,7° и радиус на втором участке горизонтальных скважин – 470 м.

После I участка стабилизации и спуска 340 мм колонны в наклонно-направленных скважинах производится дальнейшее бурение в заданном зенитном угле до глубины спуска 245 мм колонны.

После спуска технической колонны 245 мм на втором участке набора зенитного угла ствол скважины плавно переходит в горизонтальный профиль до 90° и продолжает проводку горизонтального ствола длиной от 400 до 600 м.

Для реализации профилей наклонно-направленных и горизонтальных скважин подбираются компоновки низа бурильной колонны (КНБК) и соответствующие параметры режима бурения. Компоновки низа должны обеспечить выполнение проектного профиля при минимальных затратах времени на управление искривлением.

Предлагается следующий подход к бурению эксплуатационных скважин. В связи с кустовой схемой бурения, скважины проектируются однотипным профилем. Последовательность бурения скважин в целом должна учитывать направление перемещения буровой установки, проектные азимуты и отклонения забоев от вертикали. При этом необходимо, чтобы в направлении перемещения станка располагалось минимально возможное количество проектных забоев скважин.

Очередность бурения скважин с кустовой площадки определяется в зависимости от величины угла, измеряемого от направления движения бурового станка до проектного направления на забой скважины по ходу часовой стрелки. В таблице 4 представлены основные показатели при бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин с максимальными отклонениями для трех вариантов разработки месторождения.

Каждая скважина проводится по проекту, учитывающему опыт и пространственное положение стволов соседних скважин, чтобы предупредить возможное пересечение траекторий.

Бурение наклонно-направленных и горизонтальных скважин целесообразно осуществлять с учётом отечественного опыта, а также с привлечением оборудования и специалистов ведущих фирм «Schlumberger», «Baker oil tools», «Beckfield», «Ferry-Sun», «Promax».

Для повышения качества цементирования обсадных колонн необходимо использовать современные решения, обеспечивающие эффективное замещение промысловой жидкости тампонажным раствором. В числе основных следует отметить снижение реологии бурового раствора до минимальных значений. Данная рекомендация ка-

сается пластической вязкости, предельного динамического и особенно статического напряжения сдвига. Ограничивающим фактором является только предупреждение осаждения твёрдой фазы при остановках циркуляции.

Таблица 4 – Сведения по проектным скважинам Кравцовского месторождения

№№ скважин	Вид скважины	Длина ствола, м	Отклонение от вертикали забоя, м	Глубина набора зенитного угла, м	Очередность бурения скважины	Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	Продолжительность бурения, сут.
10	Вертикальная		–		1	755	пробурена
8	ГС	2575	715		2	1200	пробурена
18	ГС	2650	800	900	3	1250	64
5	ГС	3170	1850	95	4	1180	81
6	ГС	3255	2025	95	5	1150	85
4	ГС	3090	1725	95	6	1200	77
1	ГС	2900	1100	1000	7	1440	60
2	ГС	2650	800	900	8	1250	64
3	ГС	2880	1375	95	9	1220	71
7	ГС + 2 РГС	3550+2*400	2475	95	10	1010	129
9	ГС + 1 РГС	4040+1*600	3100	95	11	960	145
11	ГС + 2 РГС	3880+2*400	2900	95	12	920	159
14	ГС + 1 РГС	2880+1*400	1350	95	13	1160	85
12	ГС	4490	3650	95	14	985	137
13	ГС	5520	4850	95	15	840	197
15	ГС + 1 РГС	3420+1*400	2700	95	16	1080	106
16	ГС + 1 РГС	3180+1*400	1900	95	17	1120	96

Кроме того, гидравлическая программа цементирования должна ограничивать трубные давления, чтобы предупреждать гидроразрывы пластов. Программа использования бурового раствора должна соответствовать следующим основным требованиям:

- 1) получение высоких скоростей бурения и обеспечение высокого качества ствола скважины;
- 2) беспрепятственный спуск и качественное цементирование эксплуатационной колонны большой протяжённости;
- 3) эффективное вскрытие продуктивных отложений с последующим восстановлением естественной проницаемости.

Планируется использование полимеркалийевого бурового раствора, который обладает псевдопластическими свойствами и способствует получению высоких скоростей бурения. Эффект ингибирующего воздействия обеспечивает стабилизацию стенок скважины и низкий коэффициент трения, что способствует беспрепятственному спуску в наклонную часть ствола и качественному цементированию эксплуатационных колонн. Эффективность полимеркалийевых промывочных жидкостей нашла однозначное подтверждение в практике бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин. Поскольку растворы данного типа весьма чувствительны к содержанию твёрдой фазы, то её концентрация не должна превышать 5–6 %. Содержание важного компонента – хлористого калия необходимо контролировать постоянно и поддерживать на уровне до 100 кг на 1 м<sup>3</sup> промывочной жидкости. Важнейшей составляющей бурового раствора является биополимер, содержание которого необходимо поддерживать на уровне «активной» концентрации около 3 кг/м<sup>3</sup>. Молекулы полимера обладают флокулирующим действием и удаляются в системах очистки совместно с частицами выбуренной породы. Поэтому, в процессе приготовления новых порций бурового раствора необходимо компенсировать потери полимерной составляющей. Реологические показатели буровых растворов должны поддерживаться на уровне, гарантирующем очистку ствола скважины на наклонном и горизонтальном участках. Специфика бурения горизонтального интервала выдвигает новое требование, согласно которому перед сменой долота циркуляция продолжается до полного вымывания частиц выбуренной породы. Хорошие смазочные свойства полимерных промывочных жидкостей следует усиливать введением специальных добавок. Кроме того, добавки данного типа (смазки) улучшают консистенцию бурового раствора и непроницаемость фильтрационной корки, нивелируя воздействие дифференциального давления на колонну труб.

Содержание твердой фазы на уровне 5–6 % поддерживается вибрационными ситами с 2–3-х-слойными кассетами типа «сэндвич», пескоотделителями, а также центрифугой. По своей характеристике указанное оборудование должно обладать достаточной для эффективной очистки производительностью.

Не менее важными параметрами являются очередность и продолжительность бурения, коммерческая скорость, сохранение вертикальности ствола в верхних интервалах и глубина забуривания наклонных стволов. В соответствии с п. 2.5.6 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (2003 г.) максимально-допускаемая нагрузка на крюке буровой установки должна превышать максимальную расчётную массу бурильного инструмента в 1,6 раза и соответственно для обсадных колонн – в 1,1 раза.

### **Требования к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин**

Технология вскрытия пластов и освоения скважин должна быть строго ориентирована и предусматривать меры, обеспечивающие сохранение или восстановление естественной проницаемости. Данное требование основано на комплексном анализе последствий ведения буровых работ, возможностей методов интенсификации и размещения месторождения в пределах акватории Балтийского моря.

Таким образом, основное направление работ по вскрытию пластов должно обеспечить либо сохранение естественной проницаемости, либо создавать предпосылки для обратимой кольматации призабойной зоны.

В связи с вышесказанным предпочтение имеет гидродинамически более совершенный открытый забой, т.к. последующее цементирование ухудшает коллекторские свойства пласта.

Рекомендуется использовать полимерные буровые растворы, характеристики которых более всего удовлетворяют условиям бурения в условиях моря. В качестве добавок к буровому раствору для управления скважиной (фильтрационными характеристиками) следует применять наполнители, обеспечивающие обратимую кольматацию. Например, *Varcarb* (мраморная крошка растворимая в соляной кислоте), ЭН-1 (эластомерный наполнитель на основе каучуков различного назначения растворимый в углеводородах).

### **Литература:**

1. Уточнённая технологическая схема разработки Кравцовского (Д-6) нефтяного месторождения на шельфе Балтийского моря. – ООО «ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИморнефть», 2004.
2. Алиев З.С., Сомов Б.Е., Чекушин В.Ф. Обоснование конструкции горизонтальных и многостольно-горизонтальных скважин для освоения нефтяных месторождений. – М.: Издательство «Техника», 2001. – 191 с.
3. Алиев З.С., Шерemet В.В. Определение производительности горизонтальных скважин, вскрывших газовые и газонефтяные пласты. – М.: Недра, 1995. – 204 с.
4. Булатов А.И., Просёлков Ю.М. Морские нефтегазовые сооружения. Техника и технология разработки и эксплуатации нефтегазовых месторождений: учебное пособие. – Краснодар: ООО «Просвещение-Юг», 2006. – 412 с.
5. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар: ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 539 с.
6. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар: ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 522 с.
7. 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 «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
8. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин в 4 томах. – Краснодар: Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
9. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» в 4 томах: учебное пособие. – Краснодар: Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
10. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар: Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
11. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоения нафтових і газових свердловин. Наука і практика: монографія. – Львів: Сполом, 2018. – 476 с.
12. Попов В.В., Богуш И.А., Третьяк А.Я., Савенок О.В., Лаврентьев А.В. Поиски, разведка и эксплуатация месторождений нефти и газа: учебное пособие. – Новочеркасск: ЮРГПУ (НПИ), 2015. – 322 с.

13. Попов В.В., Третьяк А.Я., Савенок О.В., Кусов Г.В., Швец В.В. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2017. – 326 с.
14. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
15. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Швец В.В. Охрана труда и техника безопасности при бурении и эксплуатации нефтегазовых скважин : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2016. – 290 с.
16. Определение влияния геологических и технологических факторов на производительность горизонтальных скважин на примере морского нефтяного месторождения Кравцовское Д-6. – URL : [http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65625a2ac68a5c53b88521206d36\\_0.html](http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65625a2ac68a5c53b88521206d36_0.html)
17. Аскерова Р.И. О волновом воздействии на морские гидротехнические сооружения // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года) в 7 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 1. – С. 51–53.
18. Вострикова М.А., Кашин Я.М., Шкода В.В. О загрязнении воздушного бассейна токсичными компонентами отработавших газов морских судов // 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. 4: Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта. Химическая технология и экология в нефтяной и газовой промышленности. – С. 102–104.
19. Григулецкий В.Г. Основные допущения и точности формул для расчёта дебита горизонтальных скважин // Нефтяное хозяйство. – 1992. – № 12. – С. 5–6.
20. Ильинский Д.А., Либерзон М.Р., Шаренков С.Б. Комплексный подход к проведению сейсморазведки на шельфе моря при помощи автономных самовсплывающих донных станций // 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. 1: Прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа. Нефтегазопромысловая геология. Разведочная и промысловая геофизика. – С. 111–113.
21. Кирпичев В.Е. Континентальный шельф: освоение морских месторождений России // 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. 1: Прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа. Нефтегазопромысловая геология. Разведочная и промысловая геофизика. – С. 78–80.
22. Котельников А.С., Савенок О.В. Экологические риски при морской добыче нефти и газа / Сборник лучших научных работ молодых учёных Кубанского государственного технологического университета, отмеченных наградами на конкурсах; отв. ред. С.А. Калманович. – Краснодар : ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2018. – С. 60–63.
23. Котельников А.С. Особенности морской добычи нефти // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – № 4. – С. 165–181.
24. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Определение влияния геологических и технологических факторов на производительность горизонтальных скважин на примере морского нефтяного месторождения Кравцовское Д-6 // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2015. – № 3. – С. 81–99.
25. Родионов В.П. Проблемы обрастания морских буровых установок, эксплуатируемых на континентальном шельфе // 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. 239–242.
26. Руденко М.Ф., Маринюк Б.Т. Применение криогенных технологий для предотвращения риска экологического загрязнения на реках и морях // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года) в 7 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 5: Химическая технология и экология в нефтяной и газовой промышленности. – С. 265–269.

## References:

1. The specified technological scheme of development of Kravtsovsky (D-6) of the oil field on the shelf of the Baltic Sea. – LLC LUKOIL-VolgogradNIPImorneft, 2004.
2. Aliyev Z.S., Somov B.E., Chekushin V.F. Justification of a structure of horizontal and многоствольно-горизонтальных скважин для разработки нефтяных месторождений. – М. : Tekhnika publishing house, 2001. – 191 p.
3. Aliyev Z.S., Sheremet V.V. Determination of productivity of the horizontal wells which opened gas and gas-oil layers. – М. : Nedra, 1995. – 204 p.



4. Bulatov A.I., Prosyolkov Yu.M. Offshore oil and gas facilities. Tekhnika and technology of development and operation of oil and gas fields : manual. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2006. – 412 p.
5. Bulatov A.I., Savenok O.V. Completion of oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 539 p.
6. Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and accidents at construction oil and gas wells. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 522 p.
7. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Usov G.V., Savenok O.V. Ekologiya at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p.
8. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2012–2015. – T. 1–4.
9. Bulatov A.I., Savenok O.V. A workshop on discipline «Completion oil and gas wells» in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2013–2014. – T. 1–4.
10. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2016. – 576 p.
11. Bulatov A.I., Kachmar Yu.D., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Osvoennya naftovikh i gazovikh sverdrovin. Science i practice : monograph. – L'viv : Spol, 2018. – 476 p.
12. Popov V.V., Bogush I.A., Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Lavrentyev A.V. Search, reconnaissance and operation of oil and gas fields : manual. – Novochoerkassk : YuRGPU (NPI), 2015. – 322 p.
13. Popov V.V., Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Kusov G.V., Hvets V.V. Geophysical researches and works in wells : manual. – Novochoerkassk : Face, 2017. – 326 p.
14. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremychuk R.S. Oil and gas engineering at development of wells. – M. : Infra-Inzheneriya, 2019. – 548 p.
15. Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Shvets V.V. Labor protection and safety measures during the drilling and operation of oil and gas wells : manual. – Novochoerkassk : Face, 2016. – 290 p.
16. Definition of influence of geological and technology factors on productivity of horizontal wells on the example of the sea Kravtsov-skoye oil field D-6. – URL : [http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65625a2ac68a5c53b88521206d36\\_0.html](http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65625a2ac68a5c53b88521206d36_0.html)
17. Askerova R.I. About wave impact on offshore hydraulic engineering constructions // Bulatovsky readings: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – T. 2 in 2 h: Development of oil and gas fields. – Part 1. – P. 51–53.
18. Vostrikova M.A., Kashin Ya.M., Shkoda V.V. O pollution of the air basin toxic components of the fulfilled gases of sea vessels // Bulatovsky readings: materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : collection of articles; under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – T. 4: Design, construction and operation of systems of pipeline transport. Chemical technology and ecology in the oil and gas industry. – P. 102–104.
19. Griguletsky V.G. The main assumptions and the accuracy of formulas for calculation of an output of horizontal wells // Oil economy. – 1992. – № 12. – P. 5–6.
20. Ilyinsky D.A., Liberzon M.R., Sharenkov S.B. An integrated approach to carrying out seismic exploration on the shelf of the sea through the autonomous self-emerging ground stations // Bulatovsky readings: materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : collection of articles; under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – T. 1: Forecast, search and investigation of oil and gas fields. Oil and gas geology. Prospecting and trade geophysics. – P. 111–113.
21. Kirpichev V.E. Continental shelf: development of sea fields of Russia // Bulatovsky readings: materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : collection of articles; under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – T. 1: Forecast, search and investigation of oil and gas fields. Oil and gas geology. Prospecting and trade geophysics. – P. 78–80.
22. Kotelnikov A.S., Savenok O.V. Environmental risks at sea oil and gas production / Collection of the best scientific works of the young scientists of the Kuban state technological university who are marked out by awards at competitions; shef. edition S.A. Kalmanovich. – Krasnodar : FGBOOU VO of «KubGTU», 2018. – P. 60–63.
23. Kotelnikov A.S. Features of sea oil production // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – № 4. – P. 165–181.
24. Petrushin E.O., Arutyunyan Ampere-second. Definition of influence geological and technology factors on productivity of horizontal wells on the example of the sea Kravtsovskoye oil field D-6 // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2015. – № 3. – P. 81–99.

25. Rodionov V.P. Problems of fouling of the offshore drilling rigs operated on the continental shelf // Bulatovskiye of reading: materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : collection of articles; under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – T. 2: Development of oil and gas fields. – P. 239–242.

26. Rudenko M.F., Marinyuk B.T. Use of cryogenic technologies for prevention of risk of ecological pollution on the rivers and the seas // Bulatovsky readings: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – T. 5: Chemical technology and ecology in the oil and gas industry. – P. 265-269.