

УДК 622.276

Оценка эффективности выработки запасов в условиях Арктического шельфа на примере девонских отложений

Ивченкова З.С., Стрекалов А.В., Урванцев Р.В., Пономарёва Д.В., Линцер С.А.

Тюменский Индустриальный Университет (625000, Уральский федеральный округ, Тюменская область, г. Тюмень, ул. Володарского, 38), e-mail: r.v.urvantsev@mail.ru

Арктический шельф в настоящее время привлекает к себе большое внимание ведущих топливно-энергетических мировых компаний. Однако успешная реализация проектов является трудной задачей в условиях дефицита технологий эффективной разработки таких месторождений. В отличие от разработки месторождений на суше, необходимо уделять большое внимание климатическому фактору, который напрямую влияет на безопасную эксплуатацию объектов в условиях арктического шельфа. Помимо непосредственно строительства объектов на промысле, необходимо создавать инфраструктуру в прибрежных районах – порты, автомобильные и железные дороги, аэродромы.

Рассматриваемый в данной работе район проведения работ характеризуется наличием однолетнего льда, появлением торосов и небольшими глубинами моря – до 30 метров. Сами объекты разработки относятся к отложениям девонского возраста с глубинами залегания 2500 – 3500 м. При разработке шельфовых месторождений необходимо учитывать ограниченность числа скважин, которые можно пробурить с одной платформы и экономическую целесообразность такого бурения. Т.к. количество скважин очень ограничено, то внимание к режимам работы этих скважин должно быть самым пристальным.

При оценке технологий и вариантов по разработке девонских отложений использовались методы геолого-гидродинамического моделирования.

Ключевые слова: шельф, Арктика, нефть, моделирование.

Efficiency estimation of reserves production in the Arctic shelf on the example of Devonian deposits

Ivchenkova Z.S., Strekalov A.V., Urvantsev R.V., Ponomaryova D.V., Lintser S.A.

Tyumen Industrial University (625000, Ural Federal District, Tyumen region, Tyumen, Volodarskogo Street, 38), e-mail: r.v.urvantsev@mail.ru

The Arctic shelf now attracts a lot of attention from leading fuel and energy world companies. However, the successful implementation of projects is a difficult task in conditions of a technologies shortage for the effective development of such deposits. Unlike the development of land deposits, it is necessary to pay great attention to the climate factor, which directly affects to the safe operation of facilities in the Arctic shelf. In addition to directly building facilities in the fishery, it is necessary to create infrastructure in coastal areas - ports, roads and railways, airfields.

Considered in this article area of field is characterized by the presence of a one-year ice, the appearance of hummocks and small depths of the sea - up to 30 meters. The development objects are related to Devonian deposits with depths of 2500-3500 m. When developing offshore fields, it is necessary to take into account the limited number of wells that can be drilled from one platform and the economic feasibility of such drilling. Because the number of wells is very limited, then attention to the operating modes of these wells should be the most intimate.

In the process of assessing technologies and options for the development of Devonian deposits, methods of geological and hydrodynamic modeling were used.

Keywords: shelf, Arctic region, oil, modeling.

Общие сведения. По ряду прогнозов, к 2050 году доля добычи углеводородного сырья на шельфе арктических морей будет составлять 25-30% от общей валовой добычи. На Государственном балансе запасов полезных ископаемых по состоянию на 01.01.2012 г. континентального шельфа РФ на Арктических акваториях числится 19 месторождений, в

том числе 2 транзитных месторождения, большая часть запасов которых учтена по морю (Юрхаровское и Семаковское). Из них 6 месторождений являются газовыми, 7 – газоконденсатными, 2 – нефтегазоконденсатными и 4 нефтяными. В общее количество месторождений по шельфу не входят месторождения, большая часть запасов которых учтена по суше. На Государственном балансе по шельфу числятся запасы морских продолжений сухопутных месторождений в объеме 181,9 млн. т усл. УВ [2].

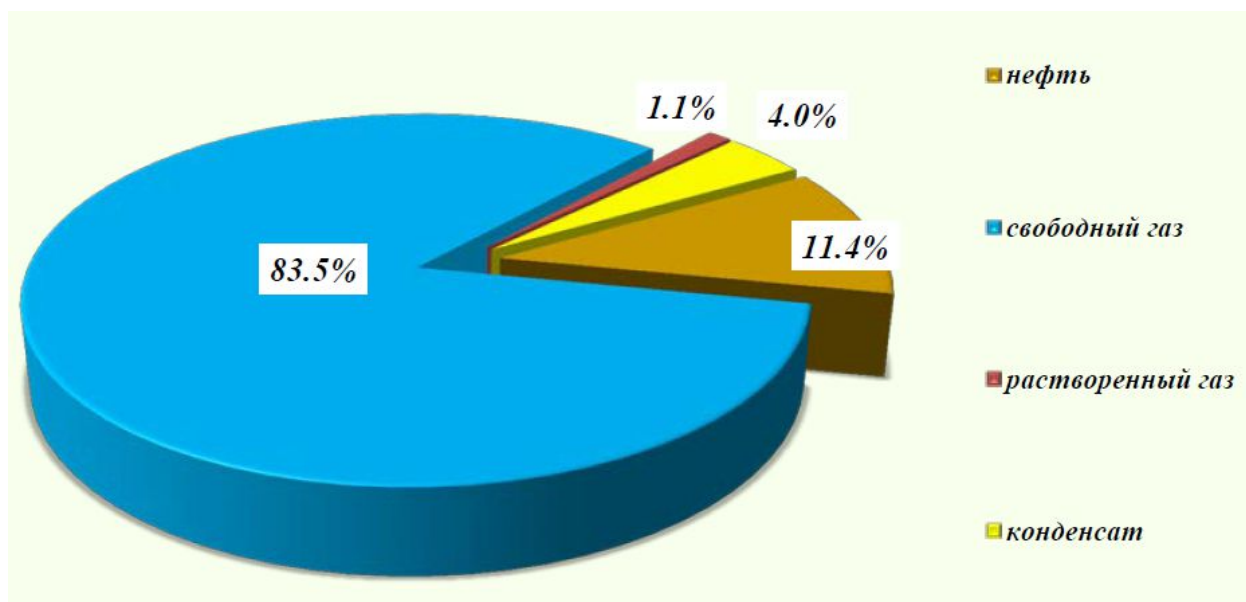


Рисунок 1 - Структура НСР (по типу флюида) углеводородного сырья Арктики по состоянию на 01.01.2012 г.

Из рисунка 1 видно, что основная доля запасов шельфа приходится на природный газ. Также на шельфе Печорского моря имеются крупные и уникальные нефтяные месторождения.

Геолого-физическая характеристика. Часть запасов нефти этих месторождений сосредоточена в девонских отложениях, залегающих на глубине 2500-3500 метров. Рассматриваемые залежи пластово-сводового типа вытянуты в направлении с северо-запада на юго-восток, не имеют активных законтурных вод и экранированы разломами. Столь большие глубины наряду в большой протяжённостью залежи значительно осложняют бурение скважин.

Характерными особенностями залежей является большой перепад гипсометрических высот, достигающий 200 метров. Длина залежи около 9 километров, ширина около 3,5 километров. Пласты характеризуются высокой расчленённостью и плохой связанностью (рисунок 2).

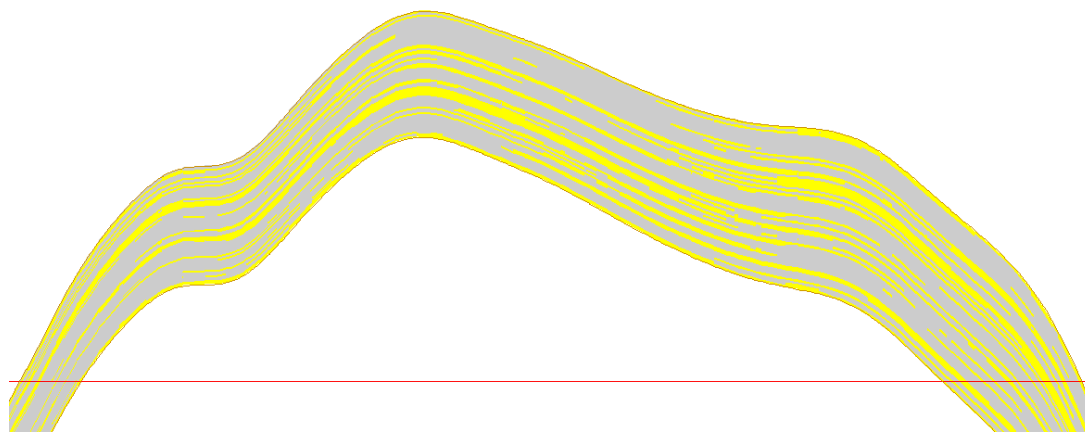


Рисунок 2 – Разрез по кубу литологии пласта девонского возраста

Суммарные запасы нефти по рассматриваемым объектам составляют 27 млн.т. Нефть в пласте маловязкая с высоким газосодержанием. Начальная нефтенасыщенность и коэффициент вытеснения высокие, что обуславливает низкое значение остаточной нефтенасыщенности и потенциально высокий коэффициент извлечения нефти при высоком охвате. Проницаемость по пластам составляет 110 мД.

Пласт 1 каверно-трещинного типа с пластовым давлением, равному гидростатическому. Пласт 2 также каверно-трещинного типа, однако характерной его особенностью является аномально высокое пластовое давление с коэффициентом аномальности 1,3. Разница по глубине залегания составляет около 800 метров. Несмотря на практически полное совпадение в плане, все эти факторы вынуждают вести разработку пластов отдельными сетками скважин.

Технологии. Ключевой особенностью при проектировании инфраструктуры месторождения является выбор типа сооружения для бурения и эксплуатации скважин. К настоящему времени наибольший опыт работ накоплен в американском и канадском арктическом секторах. Здесь стоит выделить компанию ExxonMobil, которая начала свои работы на Арктическом шельфе в 1966 году с установки ледостойкой платформы «Грэнит Пойнт» в заливе Кука на Аляске, с которой до сих пор ведётся добыча нефти [3]. В процессе разработки этого и других месторождений использовались технологии по созданию насыпных островов, ледяных островов из брызгового льда, кессонных островов, гравитационных платформ. Однако из-за сложной ледовой обстановки в Печорском море, данные технологии будут малоэффективны, за исключением платформ гравитационного типа.

В России в экстремальных климатических условиях разработки шельфа используются платформа «Моликпак» на Сахалине и платформа «Приразломная» на шельфе Печорского моря. Приразломная является ледостойкой стационарной платформой кессонного типа и расположена на глубине моря 19-20 метров. Верхние палубы

Приразломной весят 39000 тонн. На платформе имеется одна буровая установка и 40 скважинных окон. Платформа способна обеспечивать добычу 22000 тонн/сут. 14 резервуаров позволяют хранить на платформе 113000 м³ нефти [6].

С учётом размеров залежей девона и опыта разработки месторождений в российском секторе, а также схожими природно-климатическими условиями с Приразломным месторождением. Рекомендуется установка одной морской ледостойкой стационарной платформы, у которой диаметр охвата бурением составляет около 10 км, что позволит полностью вовлечь залежи в разработку без применения дополнительных платформ и добывающих комплексов.

На начальном этапе осуществлялся выбор оптимального заканчивания скважин. Бурение вертикальных или наклонно-направленных скважин не является целесообразным по следующим причинам [1, 8]:

- Необходимость бурения большого числа скважин, что отрицательно сказывается на экономике проекта
- Технологическое ограничение по числу скважин, которое можно пробурить с одной платформы
- Низкий коэффициент охвата ВС или ННС по сравнению с ГС
- Высокие операционные затраты на обслуживание скважин

Также имеющийся опыт разработки на шельфе предполагает применение исключительно горизонтальных или многоствольных скважин. По причине большой длины залежи необходимо предусмотреть разработку минимальным фондом с большой длиной ствола. Для оценки потенциала добычи горизонтальных скважин разной длины была проведена серия гидродинамических расчётов, которая показала эффективность скважин с большой длиной ствола (рисунок 3).

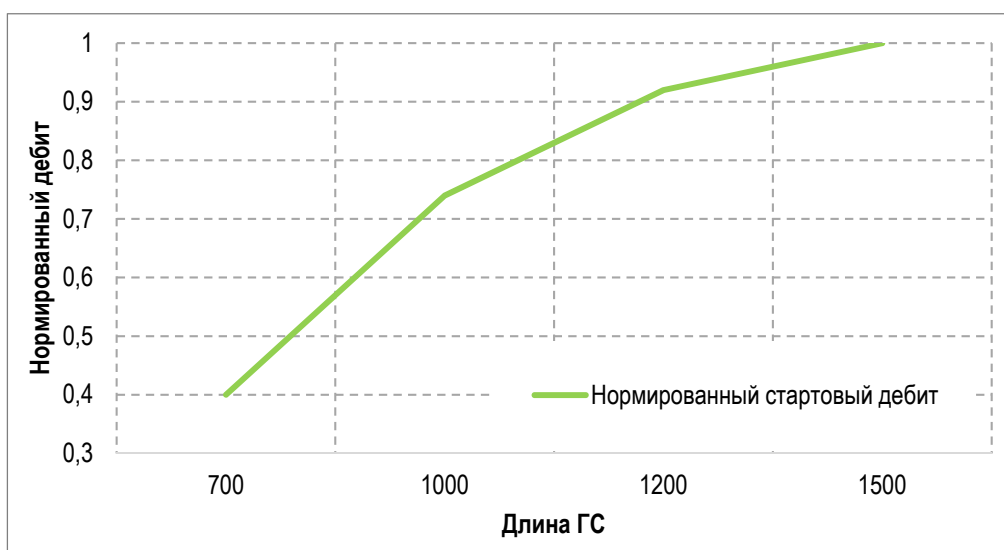


Рисунок 3 – Зависимость нормированного стартового дебита от длины ГС

В результате проведенных расчетов рекомендуется применение ГС с длиной ствола 1500 метров. Применение ГС большей длины может быть сопряжено с осложнениями при бурении и обслуживании скважин, а также высокими капитальными затратами.

По опыту разработки Приразломного месторождения, а также основываясь на исследованиях эффективности МГРП в ГС в условиях Арктики, по всем вводимым скважинам предлагается проведение многостадийного гидравлического разрыва пласта с 8 фрактами [4, 5].

Выбор варианта разработки. В рамках выбора оптимальной стратегии выработки запасов было посчитано 9 вариантов разработки (Рисунок 4).

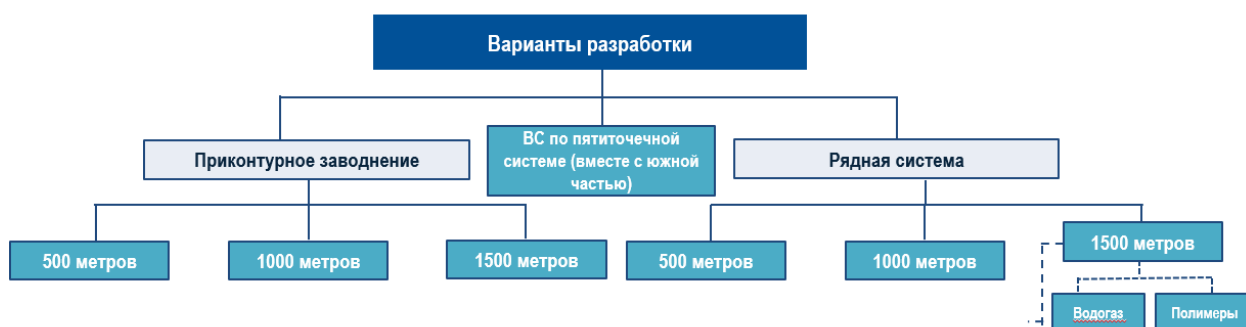


Рисунок 4 – Иерархия вариантов разработки

В связи с экранированием залежей разломами законтурное заводнение будет неэффективным. В первом подходе в качестве альтернативы предлагается размещение нагнетательных скважин по внутреннему контуру, а добывающих в купольной части. Расстояние между рядами скважин в куполе от 500 до 1500 метров. Аналогичным образом по рядной системе предлагается размещение ряда нагнетательных скважин в купольной части. Ряды добывающих и нагнетательных скважин будут размещаться с расстоянием между рядами от 500 до 1500 метров. Также для одного из вариантов предполагается оценка методов увеличения нефтеотдачи – водогазовое воздействие с попеременной закачкой попутного газа и азота и полимерное заводнение [7].

По сравнению с другими углеводородными и неуглеводородными газами азот обладает более широким спектром условий применения. Использование различных тепловых методов будет неэффективно как вследствие высоких теплотерь в стволе скважины, так и риска растепления придонной части и морского дна. Т.к. на морском дне могут располагаться скопления газовых гидратов, то растепление данной зоны может привести к просадке морского дна и ухудшению экологической обстановки в регионе.

В качестве способа добычи девонской нефти предлагается газлифтная эксплуатация с использованием попутного нефтяного газа этих пластов.

Т.к. запасы нефти на рассматриваемых объектах незначительны. То их предлагается разрабатывать фондом ГС после выработки основных вышележащих объектов. Результаты расчётов основных вариантов без МУН представлены на рисунках 5 и 6. В качестве граничных условий использовались параметры минимального забойного давления, максимальной обводнённости и минимального дебита.

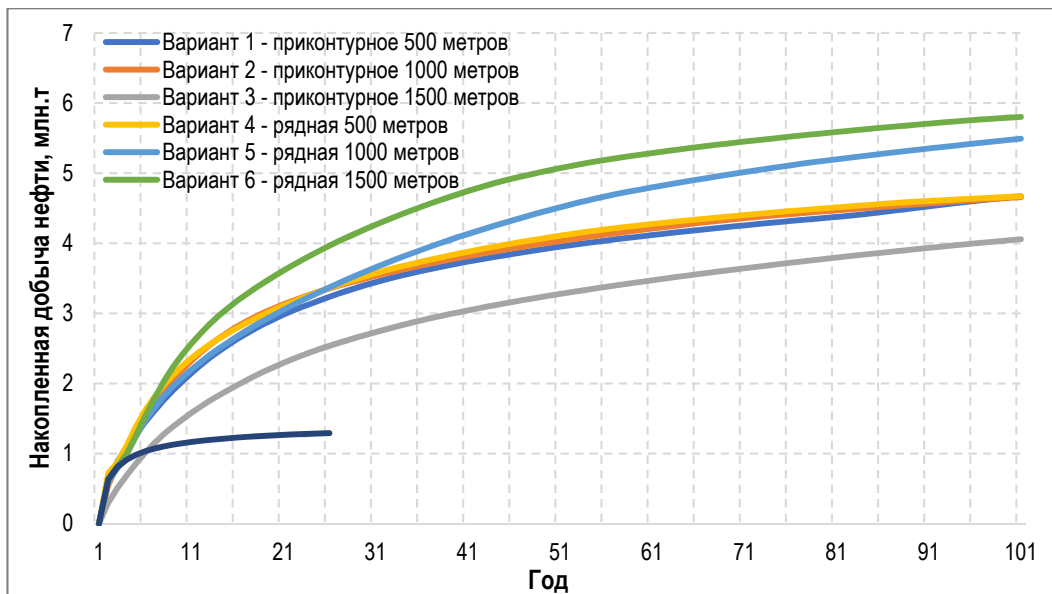


Рисунок 5 – Результаты оценки вариантов по пласту 1

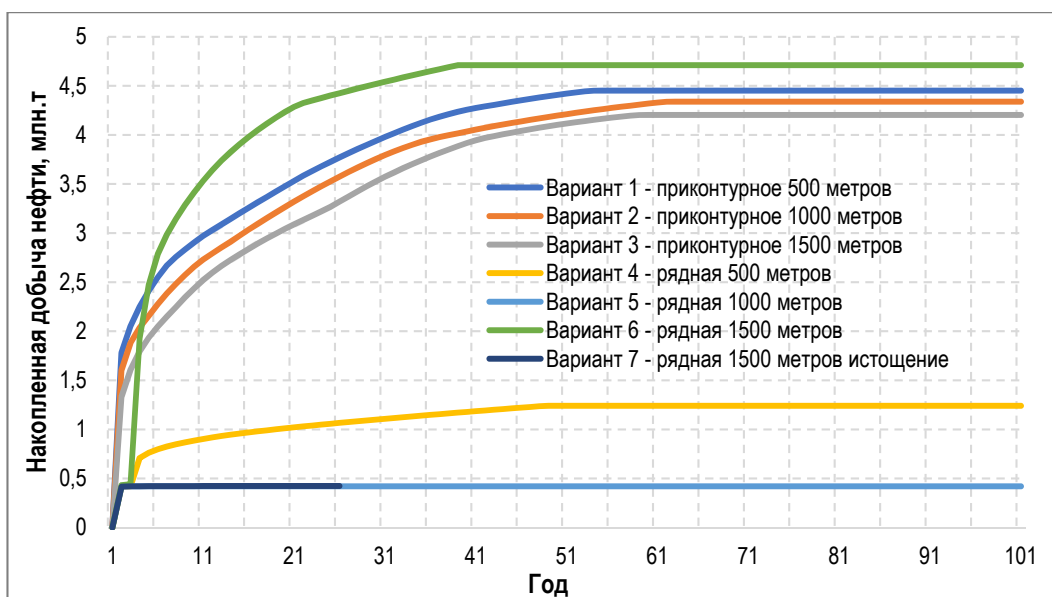


Рисунок 6 – Результаты оценки вариантов по пласту 2

Расчёт варианта с применением большого числа вертикальных скважин показывает наилучшую динамику за счёт высокого коэффициента охвата, поэтому в силу экономической нецелесообразности такой вариант не рассматривается. Во всех случаях на пластах 1 и 2 наилучшую динамику показывает вариант с размещением ГС длиной 1500 метров с МГРП по рядной системе с расстоянием между рядами в 1500 метров. КИН по варианту составит 0,389 д.ед. Также такой вариант будет иметь наилучшую динамику по

экономическим показателям, т.к. в данном случае необходимо использовать минимальное число скважин, что напрямую влияет на капитальные затраты.

Дополнительно для данного варианта была проведена оценка эффективности МУН. Для водогазового воздействия была принята попеременная закачка газа и воды с интервалом месяц через месяц. В результате водогазовое воздействие показало увеличение накопленной добычи и, соответственно, КИН на 2,6% по сравнению с базовым. Полимерное заводнение показало увеличение эффективности на 3,8%. В целом наблюдается положительная эффективность от внедрения МУН. Однако рекомендуется проведение предварительных полевых испытаний по внедрению технологий.

Заключение. В результате оценки рассмотренных вариантов наиболее перспективным при разработке девонских отложений является применение горизонтальных скважин длиной 1500 метров с многостадийным гидравлическим разрывом пласта по рядной системе разработки с расстоянием между рядами 1500 метров. Дополнительно предлагается опробование попеременной закачки воды и азота, и полимерное заводнение. В качестве основной добывающей единицы предлагается использовать МЛСП аналогичную Приразломной. Платформы такого типа обладают достаточным числом скважинных окон и большой вместимостью резервуаров.

Список использованных источников

1. Бравичева Т.Б., Бравичев К.А., Масленникова Л.В. Рекомендации по выбору и совершенствованию технологии разработки и эксплуатации морских месторождений РФ. Вестник ассоциации буровых подрядчиков, №3, 2009.

2. Варламов А.И., Афанасенков А.П., Пешкова И.Н., Луговая О.В. Углеводородный потенциал и геологоразведочные работы на шельфе Арктических морей. SPE 166916, 2013.

3. Дмитрий Г. Мацкевич. Технологии разведки и разработки месторождений на арктическом шельфе. SPE 102441, 2006.

4. Игнатьев А.Э., Мукминов И.Р., Викулова Е.А., Пепеляев Р.В. Многостадийное ГРП в горизонтальных скважинах как метод эффективной разработки газоконденсатных месторождений Арктики. SPE 149925, 2011.

5. Кузнецов В. Г., Щербич Н. Е., Сазонов А. И., Кузьменко С. Е. // Особенности бурения скважин на арктическом шельфе [Текст]: учебное пособие. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2016. – 53 с.

6. Ричард Дж. Барнес. Проблемы реализации проектов в условиях российского сектора Арктики. SPE 149574, 2011.

7. Тимчук А.С., Соколов С.В., Сунагатуллин А.Ф. Основные принципы обеспечения непрерывного научного сопровождения разработки месторождений, находящихся в осложнённых геологических условиях. SPE 149919, 2011.

8. Хруленко А.А., Золотухин А.Б. Оценка эффективности применения высокотехнологичных скважин в условиях арктического подводного нефтяного промысла. SPE 138072, 2010.