УДК 622.243.27

ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ЗАРЕЗКИ БОКОВОГО ГОРИЗОНТАЛЬНОГО СТВОЛА ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ ОБЪЕКТА ЯК-III-VII НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

♦♦♦♦♦

JUSTIFICATION FOR THE USE OF HORIZONTAL SIDETRACKING TECHNOLOGY TO IMPROVE THE DEVELOPMENT EFFICIENCY OF THE YAK-III-VII RESERVOIR OF THE OIL AND GAS CONDENSATE FIELD

Петрушин Евгений Олегович
мастер по добыче нефти, газа и конденсата
цех по добыче нефти и газа № 4,
Мурьяунское месторождение
НГДУ «Нижнесортымскнефть»
eopetrushin@yahoo.com

Аннотация. Зарезка бокового ствола скважины позволяет восстановить первоначальный дебит за счёт вовлечения в разработку продуктивных нефтенасыщенных толщин. В отличие от строительства новой скважины зарезка бокового ствола позволяет осуществить проходку в наиболее труднодоступные и геологически сложные зоны. В статье на основе анализа разработки месторождения рассмотрена возможность повышения эффективности применения технологии зарезки бокового ствола на объекте Як-III-VII нефтегазоконденсатного месторождения. Применение технологии направлено на оптимизацию разработки и получение дополнительного притока флюида.

Ключевые слова: зарезка бокового горизонтального ствола; выработка остаточных запасов; выбор скважины-кандидата; характеристики горизонтального ствола; боковой ствол с горизонтальным окончанием; технологическая эффективность ЗБС; моделирование технологии ЗБС.

Petrushin Evgeniy Olegovich
Oil, Gas, and Condensate
Production Supervisor
Oil and Gas Production Facility № 4,
Muryaunskoye Field
Nizhnesortymskneft Oil
and Gas Production Division (NGDU)
eopetrushin@yahoo.com

Annotation. Sidetracking enables the restoration of initial production rates by bringing productive, oil-saturated intervals into development. Unlike drilling a new well, sidetracking allows for access to the most inaccessible and geologically complex zones. Based on an analysis of field development, this article examines the potential to enhance the efficiency of sidetracking technology at the Yak-III-VII reservoir of the oil, gas, and condensate field. The application of this technology aims to optimize development and secure additional fluid inflow.

Keywords: sidetracking a horizontal lateral; recovery of remaining reserves; selection of a candidate well; horizontal lateral characteristics; lateral with a horizontal section; operational efficiency of sidetracking; modeling of sidetracking technology.

Общие сведения о месторождении

Рассматриваемое нефтегазоконденсатное месторождение (далее НГКМ) в административном отношении расположено на территории Туруханского и Дудинского районов Таймырского муниципального района Красноярского края [1].

Месторождение расположено в пределах Пур-Тазовской нефтегазоносной области.

К настоящему времени промышленная нефтегазоносность Пур-Тазовской НГО доказана открытием залежей в отложениях нижнего и верхнего мела (валанжин, альп-сеноман), которые здесь являются регионально нефтегазоносными. В разрезе нижнего мела [2] выделены нижнехетская, суходудинская, яковлевская и нижняя часть долганской свиты. Промышленные притоки нефти и газа на месторождении связаны с продуктивными пластами долганской свиты (пласт Дл-I-III), яковлевской (пласты Як-I и Як-II-IV) и нижнехетской (пласты Нх-I и Нх-III-IV).

В геологическом строении НГКМ участвуют метаморфические образования архейско-среднепротерозойского возраста, осадочные образования ранне-среднепозднепалеозойского и мезозойско-кайнозойского возраста. Скважины месторождения вскрывают юрские, меловые и четвертичные отложения.

Месторождение состоит из нефтяных, газовых и нефтегазовых залежей, которые представлены эксплуатационными объектами – Сд-IX, Нх-III-IV, Нх-I, Як-III-VII и Дл-I-III.

Профиль пластов месторождения, имеющих потенциал нефтегазоносности, приведён на рисунке 1.

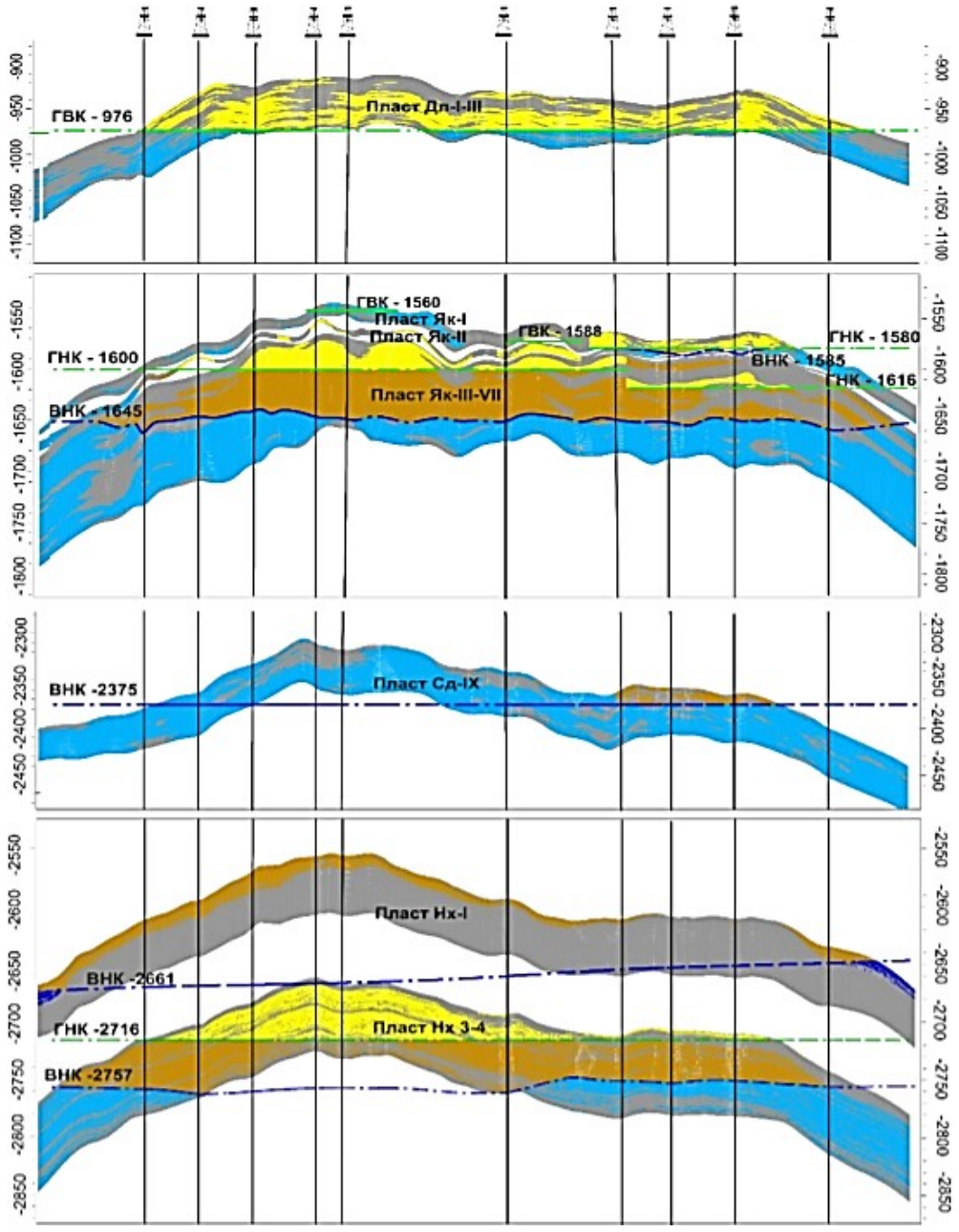


Рисунок 1 – Профиль пластов НГКМ, имеющих потенциал нефтегазоносности

Физико-химические свойства и состав нефти НГКМ приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Физико-химические свойства и состав нефти

Параметр	Продуктивные пласты			
	Як-III-VII	Нх-I	Нх-III-IV	Сд-IX
1	2	3	4	5
Давление насыщения, МПа	15,9	25,4	27,1	23,65
Газосодержание, $м^3/т$	61	202	211	107
Объёмный коэффициент, доли ед.	1,12	1,422	1,458	1,2
Плотность нефти, $кг/м^3$ в пластовых условиях в стандартных условиях	 850 902	 693 823	 688 845	 780 860

Окончание таблицы 1

1	2	3	4	5
Динамическая вязкость, мПа · с	8,9	0,7	0,7	2,7
Коэффициент сжимаемости $1 \cdot 10^{-4}$, 1/МПа	7	11,2	18,3	11,5
Содержание массовое, % серы смол парафина	 0,21 9,59 1,5	 0,13 5,11 4,3	 0,112 6,51 3,3	 0,08 3,14 2,26

Нефть залежи пластов Як-III-VII является битуминозной, так как её плотность составляет 902 кг/м^3, нефть смолистая (9,59 %), малосернистая (0,21 %) и парафиновая (1,5 %).

По результатам бурения и ввода в эксплуатацию скважин, а также исследований ГИС, ГДИС и керна выполнен подсчёт запасов нефти, растворённого газа, газа газовой шапки, конденсата и ТЭО КИН.

Сведения по запасам нефти, газа и конденсата по продуктивным пластам и общему количеству по месторождению, числящиеся на государственном балансе РФ по состоянию на 01.01.2025 г., приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Запасы нефти, газа и конденсата, числящиеся на государственном балансе РФ

Категория	Начальные запасы нефти, млн тонн				Начальные запасы конденсата, млн тонн				Начальные запасы газа (растворённого + свободного + газовой шапки), млрд м^3
	геологические	извлекаемые	КИН	КИН текущий	геологические	извлекаемые	КИК	КИК текущий	извлекаемые
Дл-I-III	–	–	–	–	–	–	–	–	47,191
Як-I	4,070	1,880	0,462	0	–	–	–	–	3,043
Як-II	9,274	4,284	0,462	0	–	–	–	–	4,384
Як-III-VII	649,880	300,245	0,462	0,053	–	–	–	–	32,188
Сд-IX	7,141	2,307	0,323	0	–	–	–	–	0,410
Нх-I	134,070	49,742	0,371	0,024	–	–	–	–	10,063
Нх-III-IV	330,948	134,696	0,407	0,040	9,356	6,801	0,727	0,041	77,815
Итого по месторождению	1135,383	493,154	0,434	0,046	9,356	6,801	0,727	0,041	127,480

По извлекаемым запасам месторождение относится к уникальным.

Анализ текущего состояния разработки месторождения

По состоянию на 01.01.2025 г. накопленная добыча нефти составляет 225,651 млн тонн, жидкости – 970,997 млн тонн. Основная добыча нефти приходится на объект Як-III-VII [3] и НХ-I [4], из которых отобрано по 34,2 % и 32,6 % всей накопленной добычи при доле извлекаемых запасов категории А + В1 29,2 % и 39,9 % соответственно. Обводнённость продукции – 95,8 %. Накопленный водонефтяной фактор – 3,3. Закачано в залежи пластов 1112,066 млн м^3 воды, накопленная компенсация отборов закачкой – 107,6 %.

В 2024 году по месторождению отобрано 1,507 млн тонн нефти, годовая добыча жидкости – 35,685 млн тонн, средний дебит по нефти – 9,2 тонн/сут.; жидкости – 217,1 тонн/сут.; закачка воды – 35,166 млн м^3, текущая компенсация отбора закачкой – 98,6 %.

В период 2021-2024 гг. отклонения фактической добычи нефти от проектного уровня по месторождению в целом не превышали допустимых (±27 %) значений (2021 год – 2,9 %, 2022 год – 9,5 %, 2023 год – 11,0 %, 2024 год – 10,1 %). Отставание фактических уровней добычи от проектных обусловлено недостижением проектных дебитов по нефти и меньшим фондом добывающих скважин.

Следует отметить, что по рассматриваемому объекту Як-III-VII проектный уровень скважин совпадает с фактическим, что свидетельствует о стабильности проведения геолого-технических мероприятий и об их успешности. Однако ввиду падения уровня добычи и роста обводнённости по добывающим скважинам следует отметить тот факт, что дальнейшая перспектива поддержания добычи на стабильном уровне заключается не во введении новых скважин и уплотнении сетки, а в проведении геолого-технических мероприятий на имеющихся.

Анализируя проектные и фактические показатели разработки рассматриваемого объекта, можно сделать вывод о том, что, несмотря на стабильность текущего коэффициента извлечения нефти, наблюдается превышение фактической обводнённости по сравнению с проектной. Это свидетельствует о достаточно эффективной выработке текущих запасов. Дальнейший процесс разработки может быть связан с вовлечением ранее не вовлечённых в разработку запасов. Успешность их вовлечения во многом зависит от грамотного подбора того или иного геолого-технического мероприятия.

Нефтяная залежь пласта Як-III-VII по состоянию на 01.01.2025 г. выработана на 67,1 % от начальных извлекаемых запасов нефти при сравнительно невысоком накопленном ВНФ = 3,3. Отбор нефти составляет 32,6 % от накопленной добычи нефти по месторождению при доле извлекаемых запасов категории АВ1 39,9 %.

Остаточные извлекаемые запасы нефти по пласту Як-III-VII составляют 60 млн тонн, на одну действующую добывающую скважину приходится очень большой объём остаточных запасов нефти – порядка 102,6 тыс. тонн. В настоящее время темпы извлечения запасов низкие – 0,8 % от начальных и 2,4 % от текущих извлекаемых запасов нефти.

Разработка рассматриваемого объекта характеризуется значительными осложнениями [5]. Несмотря на то, что преобладает превышение фактических показателей над проектными, текущий потенциал добычи характеризуется снижением по причине роста обводнённости скважинной продукции, сложного геологического строения его северной части. Сравнение проектных и фактических показателей разработки позволяет сделать вывод о том, что любое отклонение от проектного показателя обусловливается сложностью геологического строения, а также текущим уровнем обводнённости.

На текущий момент времени достижение утверждённого КИН существующим фондом скважин невозможно, необходимо предусмотреть бурение новых скважин и зарезку боковых стволов для вовлечения в разработку остаточных запасов [6–8].

Основной проблемой разработки пласта Як-III-VII является выработка значительных трудноизвлекаемых запасов нефти, сосредоточенных в сильнообводнённых частях коллектора. Анализ таких показателей, как величина остаточных запасов, кратности запасов, величина остаточных запасов на одну действующую скважину, свидетельствует, что при сложившейся системе разработки извлечение утверждённых запасов нефти пласта Як-III-VII невозможно без вовлечения в разработку трудноизвлекаемых остаточных запасов.

Обоснование проведения зарезки бокового ствола с точки зрения выработки запасов

Для проведения мероприятий по повышению эффективности разработки необходимо произвести обоснование внедрения того или иного мероприятия с точки зрения множества факторов. Вовлечение в разработку трудноизвлекаемых остаточных запасов невозможно без анализа текущих отборов и энергетического состояния залежи – это позволит сделать выводы о наличии трудноизвлекаемых запасов, что в дальнейшем существенно повлияет на выбор мероприятия.

Процент выработки запасов по рассматриваемому пласту Як-III-VII не превышает 21,6 %. При этом фактический уровень введённых в эксплуатацию скважин соответствует проектному. Это свидетельствует о наличии невыработанных остаточных запасов, выработка которых возможна при проведении геолого-технических мероприятий на имеющихся скважинах.

Наиболее эффективным мероприятием, направленным на вовлечение в разработку остаточных запасов, может выступать зарезка бокового ствола [9]. Одним из ключевых аспектов, влияющих на выбор данного геолого-технического мероприятия, является наличие остаточных трудноизвлекаемых запасов.

На рассматриваемом объекте имеется наклонно-направленная скважина № 223, эксплуатация которой стала нерентабельной ввиду падения уровня добычи и высокого уровня обводнённости. При этом скважина расположена в зоне невыработанных остаточных запасов, сосредоточенных в зоне низкой проницаемости и высокой геологической неоднородности. На рисунке 2 приведена карта распределения проницаемости рассматриваемой залежи по её геологическому разрезу.

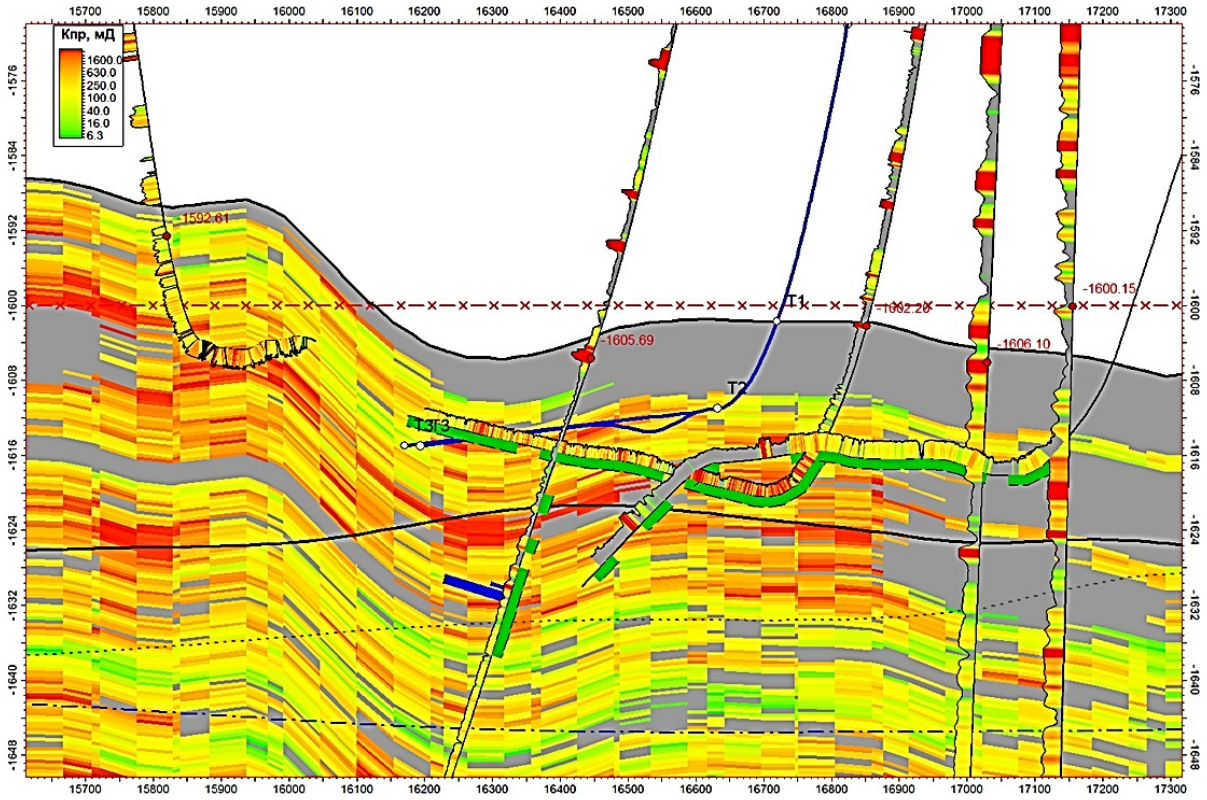


Рисунок 2 – Распределение проницаемости по геологическому разрезу пласта Як-III-VII

Как видно из рисунка 2, вдоль разреза имеет место высокая неоднородность по проницаемости, в частности, в зоне предполагаемого горизонтального ствола. Для наглядности проектный ствол представлен в виде линии синего цвета. Следует отметить, что околоскважинный участок расположен в зоне с низкой проницаемостью. Кроме того, при выборе траектории учитывается расположение ствола, которое определяется с учётом взаимного расположения относительно других скважин [10]. Однако данных для выбора пилотного участка по карте распределения проницаемости недостаточно. Для этого на рисунках 3 и 4 приведены карты текущих отборов по карте остаточных давлений и карте изобар соответственно.

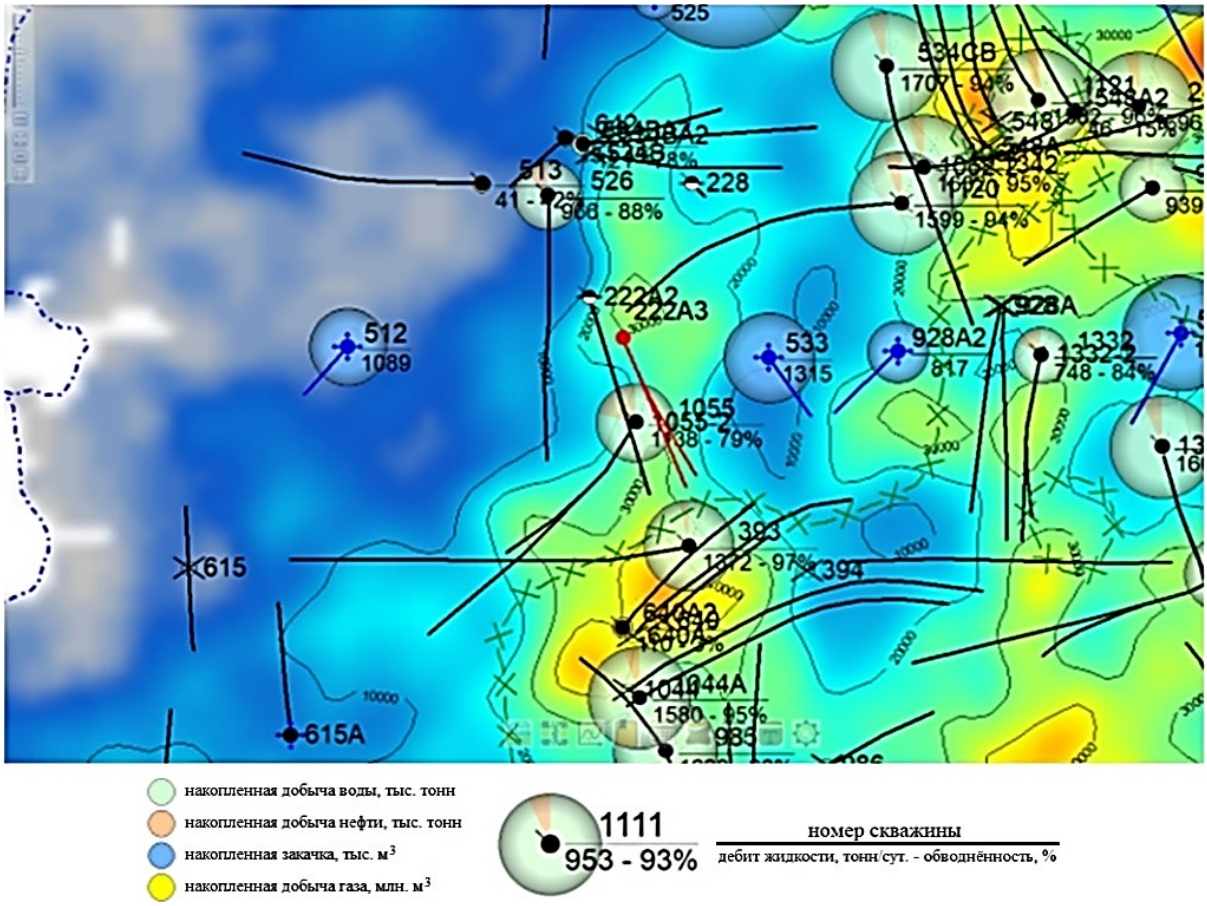


Рисунок 3 – Карта текущих отборов по карте остаточных давлений

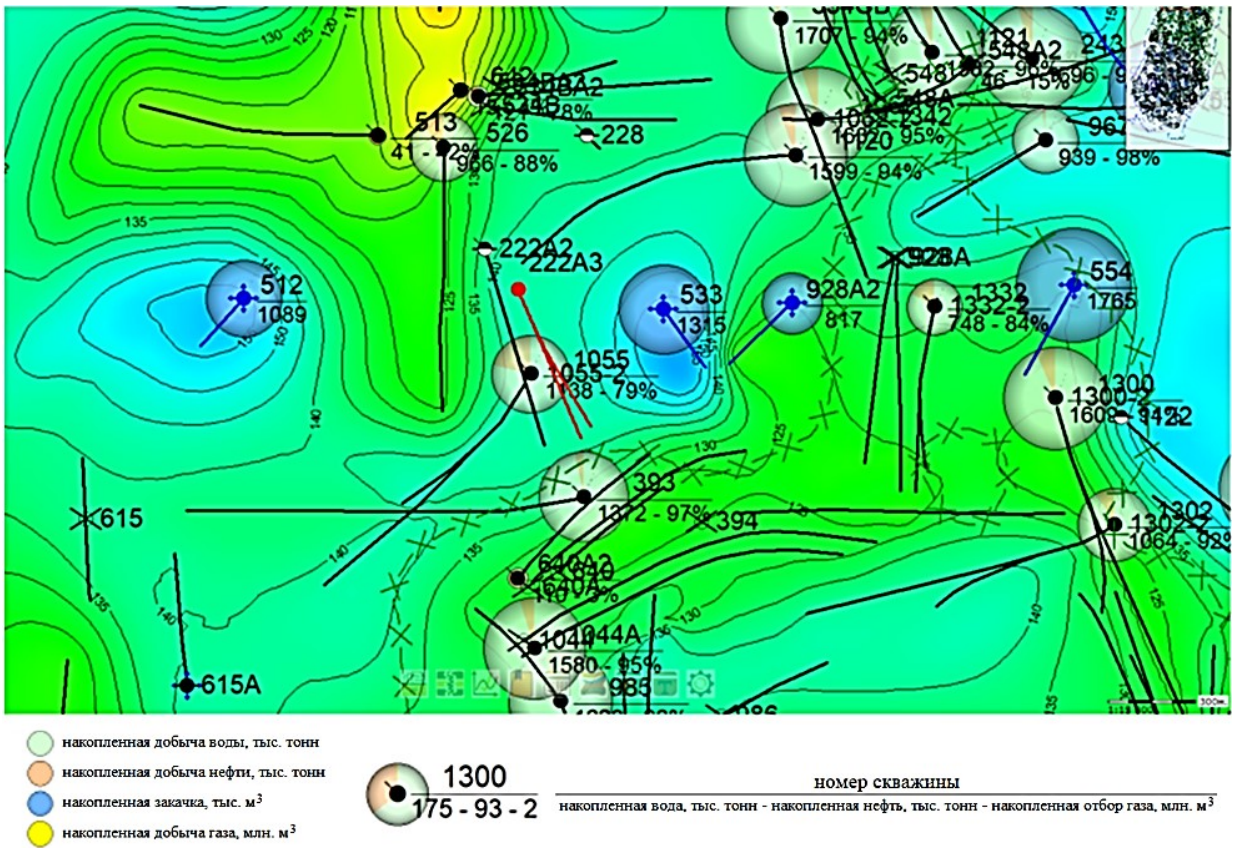


Рисунок 4 – Карта текущих отборов на карте изобар

Карты демонстрируют текущее энергетическое состояние залежи с учётом текущей разработки объекта. В зоне расположения предполагаемого ствола, согласно картам изобар, сосредоточены линии тока, по которым будет происходить дренирование флюидов к горизонтальному стволу. Имеющиеся остаточные давления свидетельствуют о возможной высокой эффективности зарезки бокового ствола. Объясняется это тем, что зона, характеризующаяся низкой проницаемостью, содержит в себе остаточные запасы, которые при грамотном подходе и подборе траектории зарезки бокового ствола могут быть извлечены из пласта. При этом удельное количество извлекаемых запасов будет превышать значение при разработке залежи вертикальными и наклонно-направленными скважинами. Объясняется это увеличением зоны дренирования за счёт большой протяжённости горизонтального ствола по продуктивному пласту.

Выбор скважины-кандидата для проведения зарезки бокового ствола

На основании анализа проектных документов сделан вывод о том, что на действующем фонде скважин имеется успешный опыт проведения операции зарезки боковых стволов. Таким образом, в качестве способа повышения эффективности разработки объекта Як-III-VII рекомендуется применение технологии зарезки бокового ствола на скважине, выведенной из бездействующего фонда. Далее выполнен подбор скважины-кандидата [11, 12].

Рациональная область применения технологии:

- бездействующие скважины в результате сложной аварии с подземным оборудованием;
- скважины с дефектами в эксплуатационной колонне (слом, смятие или смещение), не поддающимися исправлению;
- выбывшие из эксплуатации скважины вследствие нарушения призабойной зоны, восстановить которую известными способами невозможно;
- скважины, в которых при опробовании произошли прорывы высоконапорных подошвенных вод, неподдающихся изоляции;
- расположение на участках, где по условиям, состоянию разработки пласта и экологическим соображениям бурить новые скважины нецелесообразно.

Остаточные запасы – это главный ориентир при забуривании боковых стволов, успешность этого метода зависит от правильности определения местоположения остаточных запасов и их величины.

При выборе скважины для проведения технологии выделяется набор факторов, характеризующих геологические, технические и технологические условия проведения мероприятия. Таким образом, выделяются следующие критерии отбора:

1. *Геологические*:

- эффективная нефтенасыщенная толщина должна быть не меньше 2,5 м, чем мощнее нефтенасыщенный пласт, в который проводят забуривание, тем выше вероятность расположить его оптимально;
- между водо- и нефтенасыщенными коллекторами должен быть непроницаемый экран;
- на наиболее возможном дальнем расстоянии от ВНК должен формироваться горизонтальный ствол скважины, чтобы обеспечить недопущение прорыва воды;
- естественная проницаемость пласта: при небольшой проницаемости пласта коэффициент охвата в случае бурения вертикального ствола мал, поэтому бурение бокового горизонтального ствола на порядок повышает производительность скважины;
- неоднородность продуктивных пластов по площади и разрезу: неоднородность продуктивного пласта снижает его эффективную нефтенасыщенную толщину.

2. *Технологические*:

- плотность запасов: включает в себя нефтенасыщенность коллектора, его пористость, а также площадь нефтеносности, и позволяет оценить удельные запасы нефти в определённом объёме породы;
- от выработки запасов промышленного объекта, на который осуществляется бурение горизонтального ствола, а также от условий их выработки по площади и разрезу зависят возможные технико-экономические показатели;
- текущее состояние разработки объекта: текущее пластовое и забойное давление, дебиты скважин на перспективных участках залежи, плотность сетки скважин.

3. *Технические*:

- герметичность эксплуатационной колонны и цементного камня за колонной;
- длина и диаметр горизонтального ствола: от длины и диаметра горизонтального ствола зависит площадь фильтрации добываемой жидкости, степень охвата объекта;
- наличие зон осложнений в интервале забуривания и бурения БГС;

4. *Экономические*:

- минимальные затраты на бурение.

Выбор скважины-кандидата необходимо начать с определения перспективного нефтенасыщенного участка. Так, на рисунке 5 приведена карта нефтенасыщенных толщин объекта Як-III-VII.

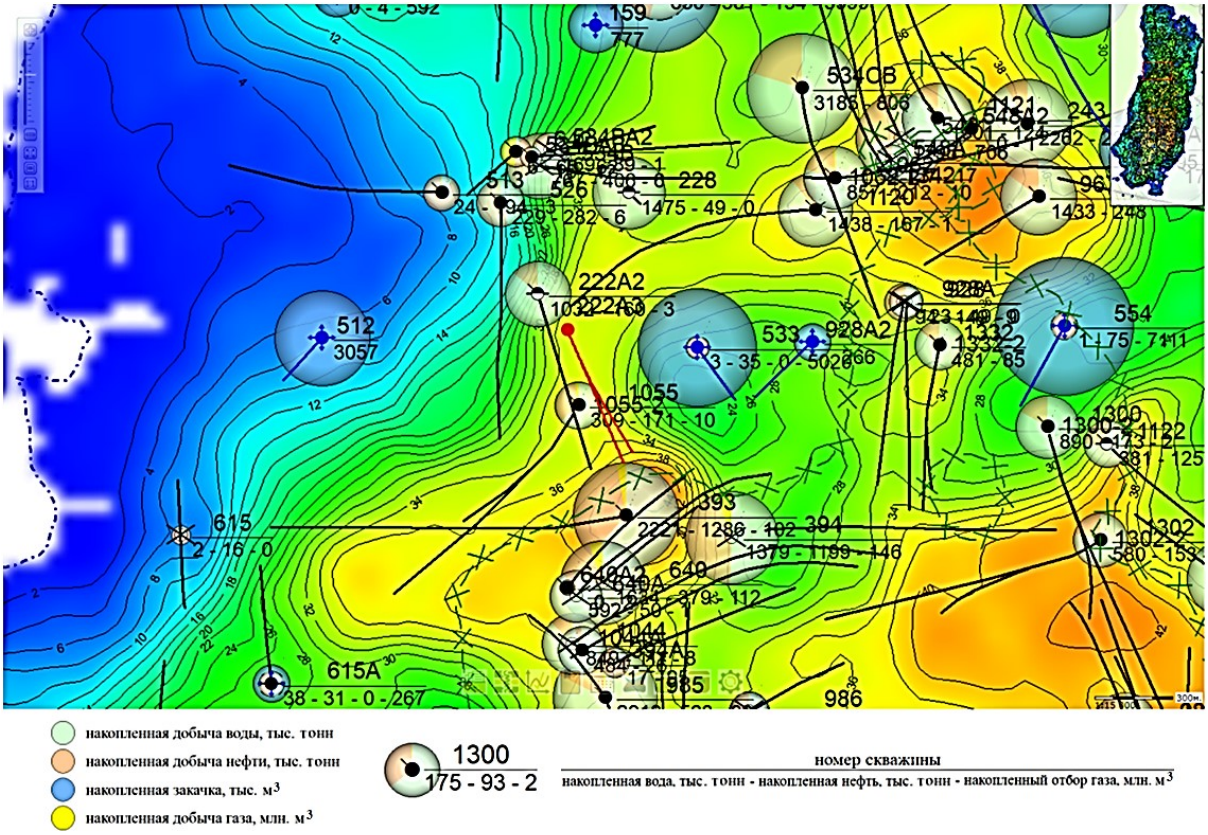


Рисунок 5 – Карта нефтенасыщенных толщин рассматриваемого объекта

Исходя из рисунка, можно сделать вывод о том, что в районе выведенной из эксплуатации вертикальной добывающей скважины № 222 сосредоточены невыработанные остаточные запасы. Следует отметить, что скважина удовлетворяет граничным критериям применимости технологии зарезки бокового ствола. Предполагаемая операция позволит вовлечь продуктивные зоны с содержащимися в них остаточными запасами, что позволит осуществлять разработку данного объекта без роста уровня обводнённости [13, 14].

Таким образом, в ходе соотношения граничных критериев применимости технологии и имеющихся перспективных скважин для проведения операции зарезки бокового ствола нами выбрана скважина № 222 20 куста. Данная скважина находится в бездействующем фонде по причине высокого уровня обводнённости, достигнутого во время эксплуатации вертикального ствола скважины. В итоге предполагаемая зарезка бокового ствола позволит осуществлять эксплуатацию продуктивной нефтенасыщенной зоны, что позволит повысить эффективность эксплуатации как скважины, так и рассматриваемого объекта в целом.

На рисунке 6 приведена проектная траектория зарезаемого бокового ствола для выбранной скважины на геологическом разрезе вдоль профиля проектного ствола с

учётом нефтенасыщенности, на рисунке 7 – проектная траектория зарезаемого бокового ствола для выбранной скважины на геологическом разрезе вдоль профиля проектного ствола скважины с учётом проницаемости.

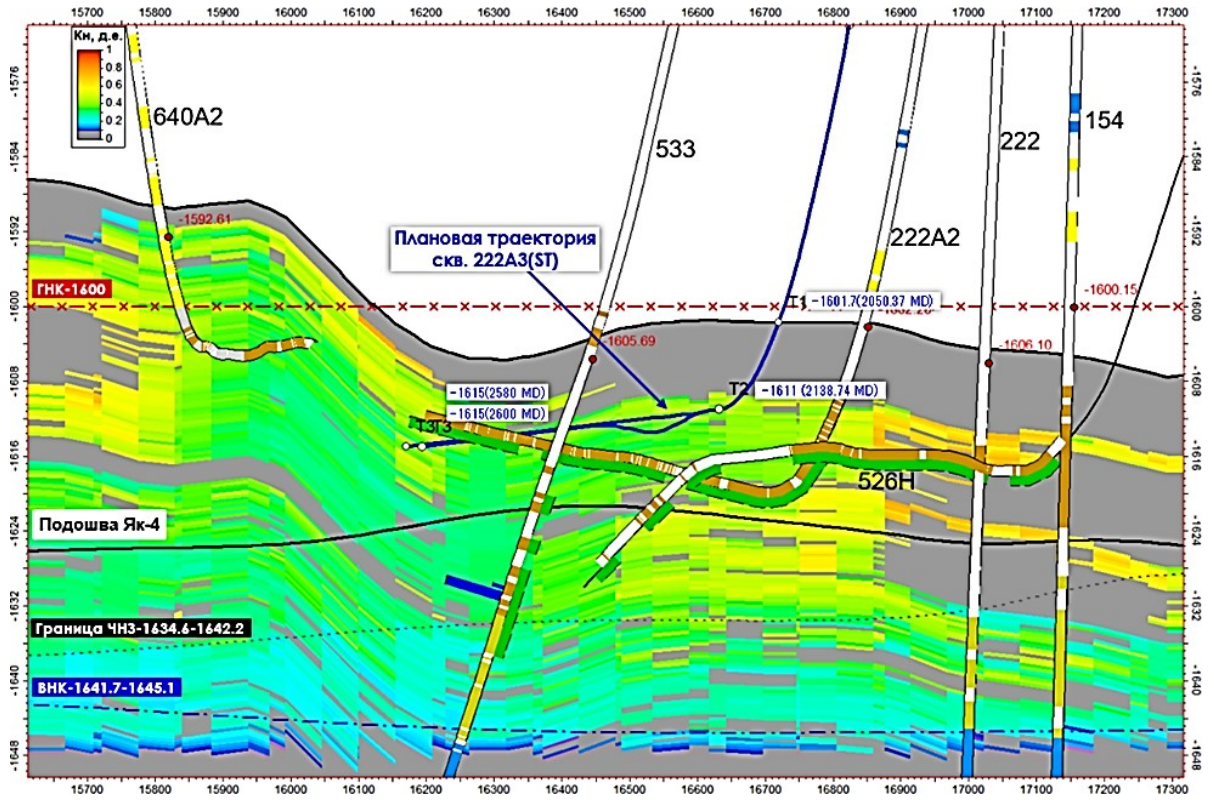


Рисунок 6 – Геологический разрез вдоль профиля проектного ствола с учётом нефтенасыщенности

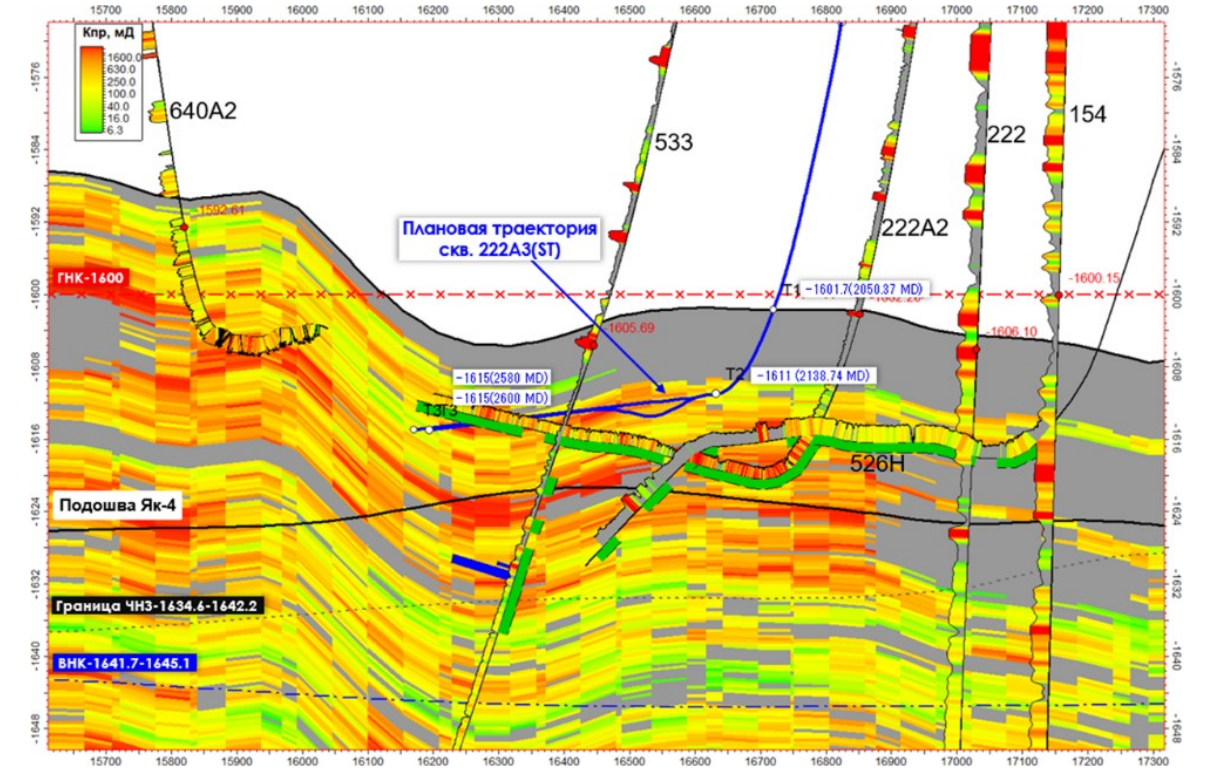


Рисунок 7 – Геологический разрез вдоль профиля проектного ствола с учётом проницаемости

Анализируя рисунки 6 и 7, можно сделать вывод о том, что выбранная проектная траектория горизонтального ствола скважины удовлетворяет граничным критериям применимости технологии зарезки бокового ствола, а петрофизические свойства продуктивной нефтенасыщенной зоны позволяют осуществить проходку ствола по указанной траектории без возможных осложнений. Учитывая эффективную нефтенасыщенную толщину и проницаемость выбранной зоны, осуществление данного геолого-технического мероприятия позволит вовлечь в разработку невыработанные остаточные запасы, что благоприятно повлияет на её эффективность.

С учётом всего вышесказанного предлагаются следующие конструктивные и технологические характеристики зарезаемого горизонтального ствола [15–17].

Планируемые работы по проекту:

- опрессовка противовыбросового оборудования совместно с эксплуатационной колонной ∅178 мм на давление 150 атм.;
- сборка бурильного инструмента с мостков;
- спуск, ориентирование и посадка клина-отклонителя с применением телеметрии;
- вырезка технологического «окна» в эксплуатационной и технологической колонне ∅177,8–244,5 мм в интервале 1269–1272 м;
- бурение в интервале 1272–2138 м (866 м) компоновкой: БИТ 155,6 мм + РУС + MWD + LWD в т.ч. с использованием гидравлического расширителя Rhino XS5625 Smith с расширением диаметра скважины до 165,1 мм;
- бурение основного и бокового ствола (FB) в интервале 2138-2600 м компоновкой: БИТ 155,6 мм + РУС + MWD + LWD;
- шаблонировка ствола скважины и обсаживание бокового ствола (FB) спуском хвостовика 114,3 мм выполняются по отдельным планам работ;
- срезка и бурение основного ствола в интервале 2170–2580 м компоновкой: БИТ 155,6 мм + РУС + MWD + LWD;
- шаблонировка ствола скважины перед спуском 127/114,3 мм хвостовика;
- спуск и крепление 114,3 мм хвостовика.

В таблице 2 приведены данные по проектному стволу скважины.

Таблица 2 – Информация по проектному стволу скважины

Тип ствола	боковой с горизонтальным окончанием
1	2
Назначение скважины	добывающая
Проектный горизонт	яковлевский пласт Як-III-VII
Интервал технологического «окна», м	126–1272
Плановая установка ориентирования клина-отклонителя, град	– 60° (влево)
Картографический азимут в точке вырезки окна, град	185°
Зенитный угол в интервале клина-отклонителя, град	33,9
Проектная глубина основного ствола, м	2580
Проектная глубина бокового ствола (FB), м	2600
Проектная длина основного ствола от «окна», м	1308
Глубина кровли пласта Як-III-VII по стволу, м	2000
Глубина кровли пласта Як-III-VII по вертикали, м	1645
А.о. кровли проектного пласта Як-III-VII, м	1588
Глубина точки Т2 по стволу, м	2138
Зенитный угол входа в точку Т2, град.	89°
Проходка по пласту Як-III-VII, м	580
Пластовое давление, атм.	140
Давление ГРП, атм.	230
Ожидаемый газовый фактор, $м^3/т$	150
Отход от вертикали: от устья до точки входа в Т2, м от устья до точки окончательного забоя Т3, м	 985 1436

Окончание таблицы 2

1	2
Картографический азимут в точке Т2, град. в точке Т3, град.	 158° 149°
Магнитное склонение, град.	19,182°
Радиус круга допуска, м	25
Интервал спуска 127/114,3 мм хвостовика, м	1194–2580

В таблице 3 приведены данные по выбранной скважине.

Таблица 3 – Данные скважины № 222

№ скважины	222
№ куста	20
Месторождение	нефтегазоконденсатное
Назначение скважины	добывающая
Диаметр / толщина стенки предыдущей колонны, мм	177,8 / 9,19
Глубина башмака предыдущей колонны, м	3825
Глубина основного ствола по стволу/ по вертикали, м	2600/1667
Интервал технологического окна, м	1269–1272
Максимальный зенитный угол на глубине, град/м	91,54° 2546/1667
Диаметр открытого ствола, мм	155,6
Кровля пласта Як-III-VII по стволу / по вертикали	2041 / 1656
Пластовое давление, атм.	140
Гидростатическое давление, атм.	175

Технологический расчёт зарезки бокового ствола

В практике эксплуатации горизонтальных скважин могут быть использованы различные методики для расчёта продуктивности. Существуют различные математические модели для расчёта притока флюида к скважине, учитывающие форму площади дренирования скважины.

Расчёт дебита горизонтальной скважины, полученной в результате зарезки бокового ствола на выбранной вертикальной скважине, выполним по методикам Ю.П. Борисова [18, 19], F.M. Giger [20] и S.D. Joshi [21]. Также необходимо отметить, что расчёт будет производиться в зависимости от длины горизонтального участка ствола.

В таблице 4 приведены данные, необходимые для расчёта.

Таблица 4 – Исходные данные для расчёта

Длина горизонтального ствола L, м	(50÷500), l = 50
Радиус контура питания $R_к$, м	500
Радиус скважины $r_{скв}$, м	0,0786
Эффективная толщина h, м	19,1
Проницаемость k, мкм^2	0,48
Пластовое давление $P_{пл}$, МПа	16,01
Забойное давление $P_{заб}$, МПа	13,9
Вязкость μ, мПа · с	24,4
Коэффициент анизотропии β, доли ед.	0,5
Обводнённость B, %	74
Плотность ρ, кг/м^3	850
Глубина скважины по вертикали $L_в$, м	1667

1. Дебит вертикальной скважины по формуле Дюпюи [22]:

$$Q = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h}{\mu} \cdot \frac{\left(P_{пл} - P_{заб}\right)}{\ln\left(\frac{R_к}{r_{скв}}\right)}, \quad (1)$$

где k – проницаемость, мкм^2; $P_{пл}$ – пластовое давление, МПа; $P_{заб}$ – забойное давление, МПа; μ – вязкость пластового флюида, мПа · с; $R_к$ – радиус кругового контура питания, м; h – эффективная толщина пласта, м; $r_{скв}$ – радиус скважины, м.

$$Q = \frac{2 \cdot 3{,}14 \cdot 4{,}8 \cdot 10^{-13} \cdot 19{,}1}{24{,}4 \cdot 10^{-3}} \cdot \frac{\left(16{,}1 - 13{,}90\right) \cdot 10^6}{\ln\left(\frac{400}{0{,}0786}\right)} = 5{,}83 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{с}.$$

Пересчёт полученного значения из м^3/с в м^3/сут. и в тонн/сут.:

$$Q = 5{,}83 \cdot 10^{-4} \cdot 86400 = 50{,}38 \text{ м}^3/\text{сут.};$$

$$Q = \frac{5{,}83 \cdot 10^{-4} \cdot \rho_{пов}}{1000} = \frac{5{,}83 \cdot 10^{-4} \cdot 902}{1000} = 45{,}44 \text{ тонн/сут.},$$

где $\rho_{пов}$ – плотность нефти в поверхностных условиях ($\rho_{пов}$ = 902 кг/м^3).

С учётом обводнённости дебит вертикальной скважины по нефти составит Q = 9,09 тонн/сут.

2. Дебит горизонтальной скважины по формуле Ю.П. Борисова:

$$Q = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h}{\mu} \cdot \frac{\left(P_{пл} - P_{заб}\right)}{\ln\left(\frac{4 \cdot R_к}{L}\right) + \frac{h}{L} \cdot \ln\left(\frac{h}{2 \cdot \pi \cdot r_{скв}}\right)}, \quad (2)$$

где L – длина горизонтального участка ствола скважины, м.

Расчёт дебита будет производиться при значении длины горизонтального участка скважины L = 300 м (в том числе для методов Joshi и Giger). Значения дебитов при других значениях L будут произведены с помощью средств табличного калькулятора MS Excel [23]:

$$Q = \frac{2 \cdot 3{,}14 \cdot 4{,}8 \cdot 10^{-13} \cdot 19{,}1}{24{,}4 \cdot 10^{-3}} \cdot \frac{\left(16{,}01 - 13{,}90\right) \cdot 10^6}{\ln\left(\frac{4 \cdot 400}{300}\right) + \frac{19{,}1}{300} \cdot \ln\left(\frac{19{,}1}{2 \cdot 3{,}14 \cdot 0{,}0786}\right)} = 0{,}001713 \text{ м}^3/\text{с} =$$

$$= 147{,}98 \text{ м}^3/\text{сут.} = 133{,}47 \text{ тонн/сут.}$$

3. Дебит горизонтальной скважины по формуле Joshi для неоднородного пласта, учитывающей коэффициент анизотропии проницаемости:

$$Q = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h}{\mu} \cdot \frac{\left(P_{пл} - P_{заб}\right)}{\ln\left[\frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}}\right] + \frac{h \cdot \beta}{L} \cdot \ln\left(\frac{h \cdot \beta}{r_{скв} \cdot (\beta + 1)}\right)}, \quad (3)$$

где β – коэффициент анизотропии; a – главная полуось эллипса дренирования в горизонтальной плоскости (рис. 8):

$$a = \frac{L}{2} \cdot \sqrt{0{,}5 + \left[0{,}25 + \left(\frac{2 \cdot R_к}{\frac{L}{2}} \right)^4 \right]^{0{,}5}} \quad . \tag{4}$$

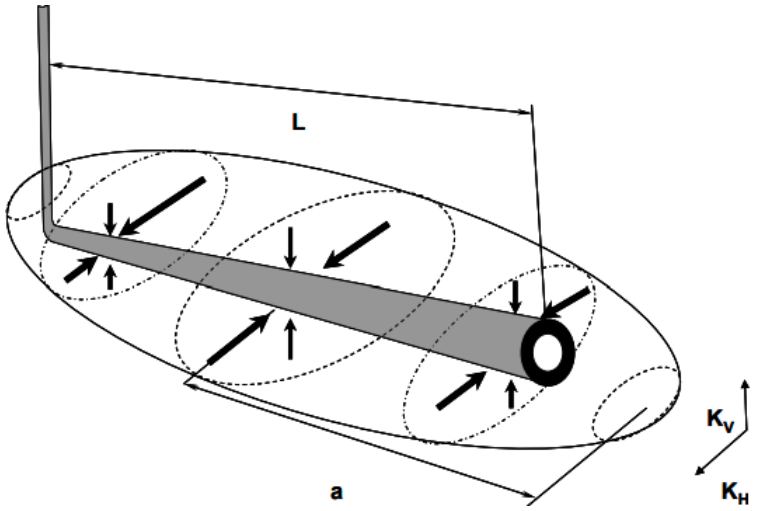


Рисунок 8 – Приток флюида к горизонтальному стволу скважины и зона её дренирования

$$a = \frac{300}{2} \cdot \sqrt{0{,}5 + \left[0{,}25 + \left(\frac{2 \cdot 400}{\frac{300}{2}} \right)^4 \right]^{0{,}5}} = 414{,}30 \quad \text{м;}$$

$$Q = \frac{2 \cdot 3{,}14 \cdot 4{,}8 \cdot 10^{-13} \cdot 19{,}1}{24{,}4 \cdot 10^{-3}} \cdot \frac{(16{,}01 - 13{,}90) \cdot 10^6}{\ln \left[\frac{414{,}30 + \sqrt{414{,}30^2 - \left(\frac{300}{2} \right)^2}}{\frac{300}{2}} \right] + \frac{19{,}1 \cdot 0{,}5}{300} \cdot \ln \left(\frac{19{,}1 \cdot 0{,}5}{0{,}0786 \cdot (0{,}5 + 1)} \right)} =$$

$= 6{,}72 \cdot 10^{-4}$ м^3/с = 58,03 м^3/сут. = 52,34 тонн/сут.

4. Дебит горизонтальной скважины по формуле Giger:

$$Q = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h}{\mu} \cdot \frac{(P_{пл} - P_{заб})}{\ln \left[\frac{1 + \sqrt{1 - \left(\frac{L}{2 \cdot R_к} \right)^2}}{\frac{L}{2 \cdot R_к}} \right] + \frac{h}{L} \cdot \ln \left(\frac{h}{2 \cdot \pi \cdot r_{скв}} \right)}; \tag{5}$$

$$Q = \frac{2 \cdot 3{,}14 \cdot 4{,}8 \cdot 10^{-13} \cdot 19{,}1}{24{,}4 \cdot 10^{-3}} \cdot \frac{(16{,}01 - 13{,}90) \cdot 10^{6}}{\ln\left[\frac{1 + \sqrt{1 - \left(\frac{300}{2 \cdot 400}\right)^2}}{\frac{300}{2 \cdot 400}}\right] + \frac{19{,}1}{300} \cdot \ln\left(\frac{19{,}1}{2 \cdot 3{,}14 \cdot 0{,}0786}\right)} =$$

$$= 28{,}45 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{с} = 245{,}81 \text{ м}^3/\text{сут.} = 221{,}72 \text{ тонн/сут.}$$

В таблице 5 приведены значения дебитов горизонтальных скважин для каждого из методов в зависимости от длины горизонтального участка ствола скважины.

Таблица 5 – Значения дебитов горизонтального участка ствола скважины в зависимости от его длины

Длина горизонтального участка ствола скважины, м	Дебит горизонтального участка ствола скважины, тонн/сут.		
	по методу Ю.П. Борисова	по методу S.D. Joshi	по методу F.M. Giger
50	35,725	41,965	35,021
100	59,964	46,009	70,341
150	80,287	48,369	106,279
200	98,761	50,032	143,191
250	116,314	51,313	181,496
300	133,474	52,343	221,717
350	150,581	53,198	264,531
400	167,887	53,924	310,866
450	185,598	54,552	362,055

На рисунке 9 приведён график зависимости дебита горизонтального участка ствола скважины от его длины.

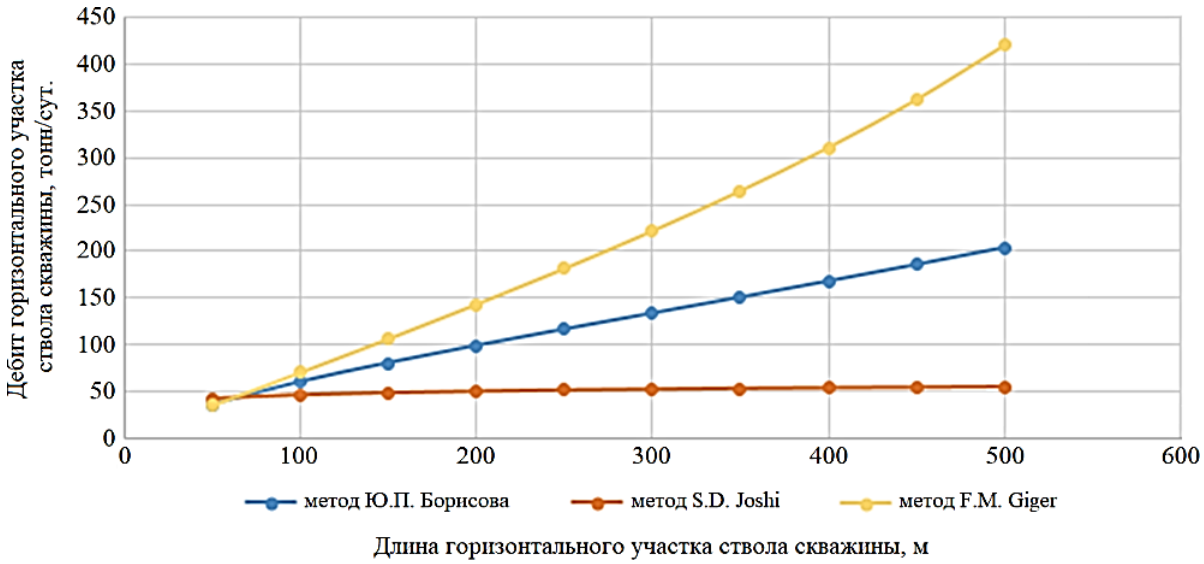


Рисунок 9 – Зависимость дебита горизонтального участка ствола скважины от его длины

Поскольку средний фактический дебит одной горизонтальной скважины объекта Як-III-VII равен 50 тонн/сут., а рассчитанные значения по методу Joshi наиболее приближены к фактическому показателю, то из этого следует вывод, что метод расчёта дебита горизонтальной скважины по Joshi является наиболее точным и подходящим. Дальнейшие расчёты будут производиться по данным расчёта этого метода. На рисун-

ке 10 приведена зависимость дебита горизонтальной скважины, рассчитанного по методике Joshi, от длины горизонтального участка ствола скважины.

Поскольку радиус контура питания равен 500 м, наиболее подходящим значением длины ствола принимается значение $L_{гор}$ = 350 м.

Технологическая эффективность зарезки бокового ствола

1. Прирост дебита горизонтальной скважины по сравнению с вертикальной равен:

$$\Delta Q = Q_{350} - Q_{вс}, \quad (6)$$

где Q_{350} – дебит горизонтальной скважины при длине ствола; $Q_{вс}$ – дебит вертикальной скважины, равен 9,09 тонн/сут.

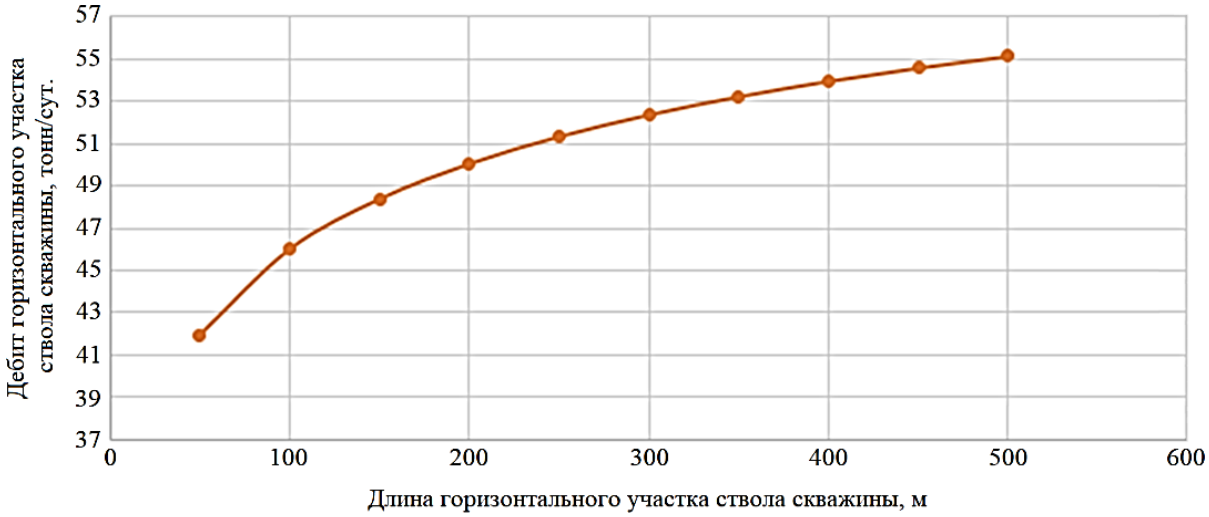


Рисунок 10 – Зависимость дебита горизонтального участка ствола скважины, рассчитанного по методике Joshi, от его длины

В таблице 6 приведены значения технологического эффекта от проведённого геолого-технического мероприятия [24, 25] в виде прироста дебита.

Таблица 6 – Зависимость прироста добычи ΔQ, тонн/сут. от длины горизонтального ствола

Lгор	2022	2023	2024	2025	2026
50	41,97	39,87	37,08	33,37	31,70
100	46,01	43,71	40,65	36,58	34,76
150	48,37	45,95	42,73	38,46	36,54
200	50,03	47,53	44,21	39,79	37,80
250	51,31	48,75	45,34	40,80	38,76
300	52,34	49,73	46,24	41,62	39,54
350	53,20	50,54	47,00	42,30	40,19
400	53,92	51,23	47,64	42,88	40,73

2. Определение дополнительной добычи от проведения зарезки бокового ствола:

$$\Delta Q_n = \Delta q_н \cdot K_{эксп} \cdot T, \quad (7)$$

где $\Delta q_н$ – прирост дебита вследствие применения мероприятия, равен разности между изменённым и первоначальным дебитами скважины, в данном случае, для каждого года будет рассчитываться среднегодовой дебит по скважине; $K_{эксп}$ – коэффициент эксплуатации скважины, принимается равным 0,98; T – период эксплуатации скважины, для каждого года равен 365 сут.; n – текущий год.

Моделирование технологии зарезки бокового ствола на цифровой фильтрационной модели

Для расчёта показателей разработки на модели нами проанализирована карта остаточных нефтенасыщенных толщин в предполагаемом месте бурения бокового ствола (рис. 11). Построение границ основывается на методе Вороного [26], в конечном счёте, модель представляет собой сектор единичной скважины, дренирующей запасы заданной области (рис. 12).

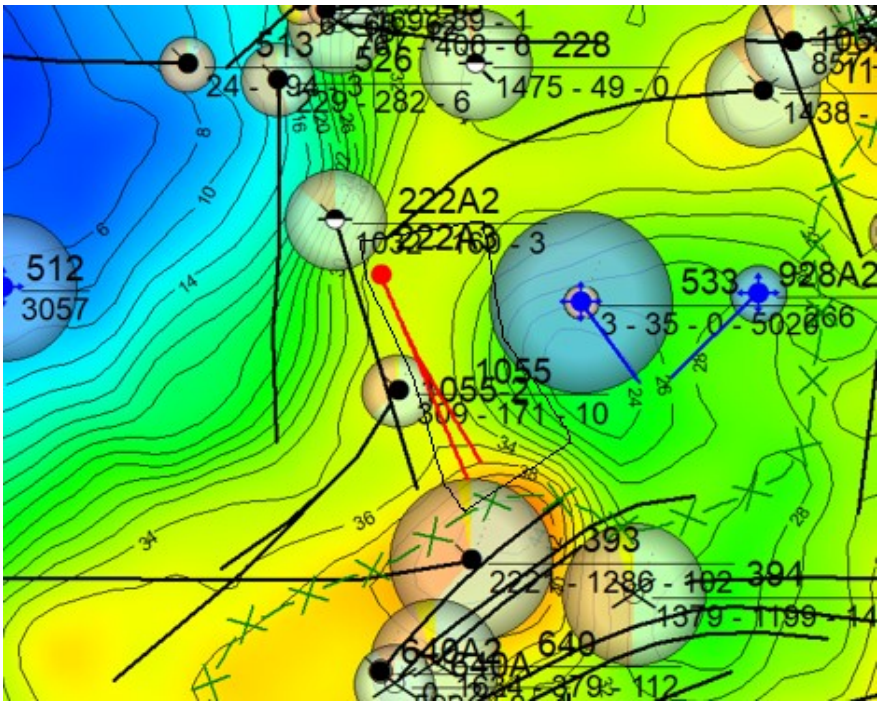


Рисунок 11 – Выделение границ моделирования ЗБГС

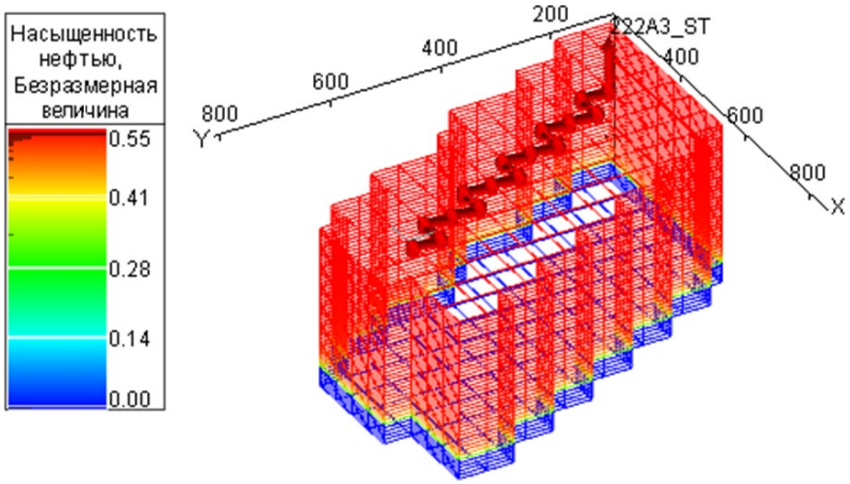


Рисунок 12 – Сектор единичной скважины ЗБГС

Затем произведён подробный анализ геолого-физических данных моделируемого пласта и рассмотрены физические свойства флюидов.

Необходимо отметить, что полученная фильтрационная модель выполнена с некоторыми допущениями относительно реально существующей постоянно действующей модели [27]. Ввиду отсутствия данных о законе распределения петрофизических свойств пласта в 3Д в секторной модели задавались средние параметры из геолого-физической характеристики, параметры сетки приведены в таблице 7. Подсчётные параметры и средние геолого-физические параметры указаны в таблицах 8 и 9.

Таблица 7 – Параметры сетки

Параметр	Гидродинамическая модель
Пласт	Як-III-VII
Размерность сетки	20 × 20 × 40
Общее количество ячеек	16000
в т.ч. активных	4160
Средняя толщина ячейки (Z), м	1

Таблица 8 – Подсчётные параметры в секторной модели

Подсчётные параметры	Фильтрационная модель
Пористость, доли ед.	0,27
Плотность нефти, кг/м3	902
Объёмный коэффициент нефти, доли ед.	1,15
Поровый объём, тыс. м3	7020
Нефтенасыщенность, доли ед.	0,55
Начальные геологические запасы нефти, тыс. тонн	2581,5

Таблица 9 – Сравнение параметров модели и результатов ГИС в районе скважины № 174

Параметры	Фильтрационная модель
Пластовое давление, МПа	16,0
Давление насыщения, МПа	15,8
Газосодержание, $м^3/м^3$	28
Коэффициент пористости, доли ед.	0,27
Нефтенасыщенность, доли ед.	0,55
Песчанистость, доли ед.	1
Эффективная толщина, м	35
Коэффициент проницаемости, 10^{-3} $мкм^2$	380
Коэффициент анизотропии проницаемости, доли ед.	0,14

Для корректной работы модели использована равновесная инициализация путём задания капиллярного давления на ВНК и зависимости капиллярного давления от водонасыщенности. Параметр водонасыщенности (SWATINIT) в гидродинамической модели задавался напрямую.

Для увеличения скорости гидродинамических расчётов водонасыщенная часть модели залежи отсечена по глубине ниже уровня ВНК на 6 м (а.о. минус 1650 м). Положение уровня ВНК для пласта Як-III-VII принято на а.о. минус 1644 м.

Для поддержания давления в залежи к подошвенной части подключён аналитический водоносный горизонт, заданный по модели Картера-Трэйси. Данная методика использовалась для моделирования темпа продвижения пластовой воды при значительном сокращении числа активных ячеек. Заданные при инициализации модели основные физико-химические свойства пластовых флюидов приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Основные физико-химические свойства пластовых флюидов

Параметры	Модель
Плотность нефти в поверхностных условиях, $кг/м^3$	902
Плотность газа по воздуху в поверхностных условиях, доли ед.	0,72
Плотность воды в поверхностных условиях, $кг/м^3$	1000
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа	24
Вязкость газа в пластовых условиях, мПа · с	0,021
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа · с	0,5

Заданные PVT свойства газа, включающие значения объёмного коэффициента и вязкость газа при различном давлении, приведены на рисунке 13.

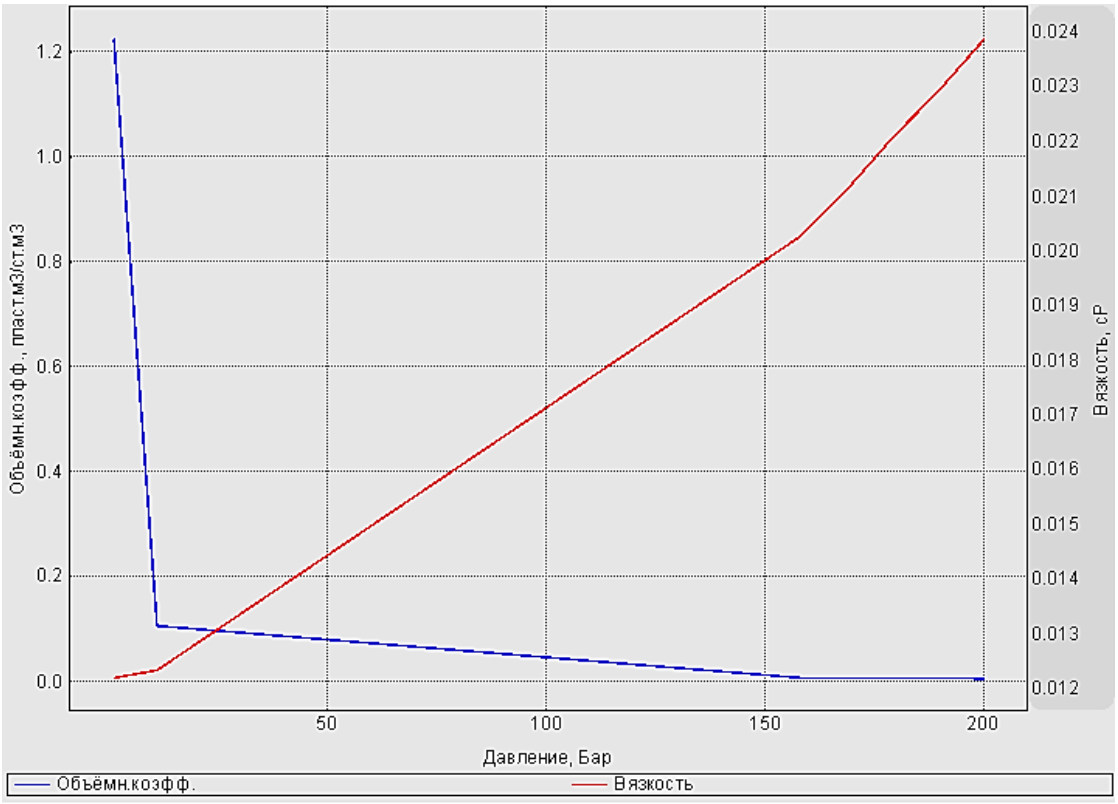


Рисунок 13 – PVT-свойства газа

Заданные PVT свойства нефти, включающие насыщенную и недонасыщенную ветви со значениями газосодержания, объёмного коэффициента и вязкости при различном давлении приведены на рисунке 14.

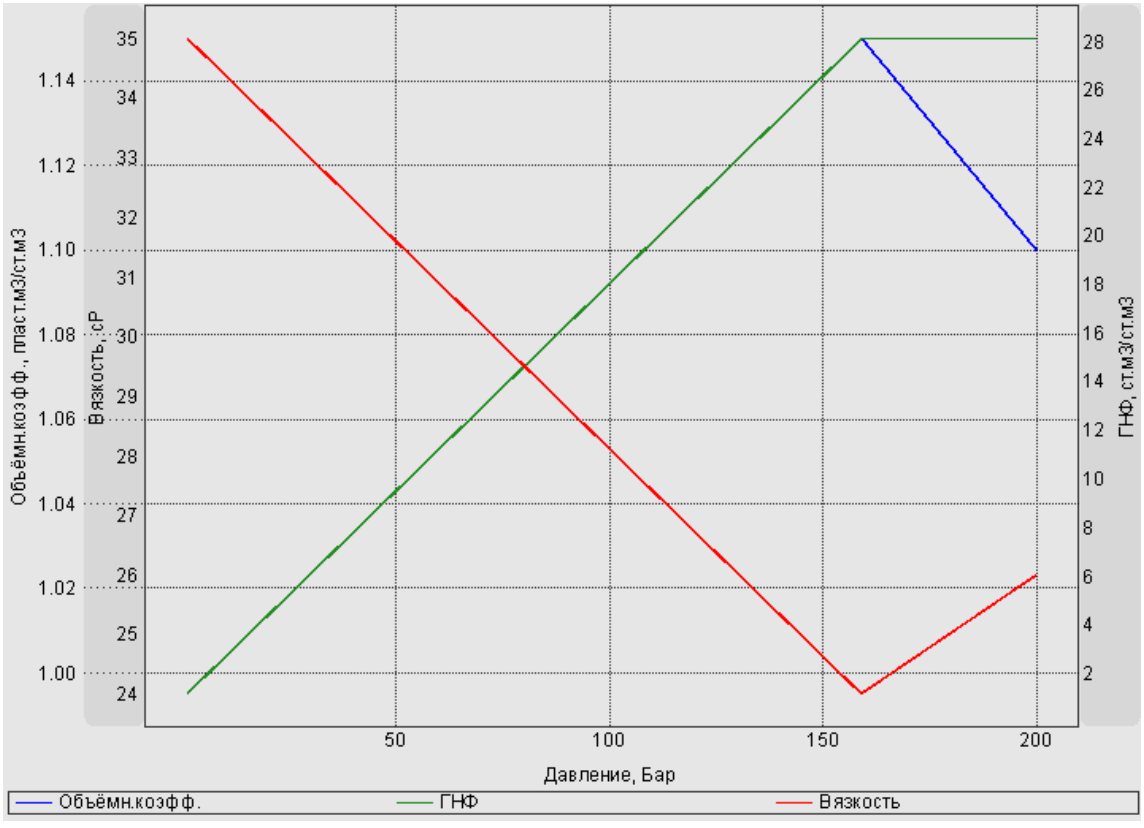


Рисунок 14 – PVT-свойства нефти

При этом объёмный коэффициент газа при начальных пластовых условиях (16,61 МПа) составляет 0,0066 доли ед., а вязкость при этом равна 0,02 мПа · с.

Таким образом, фильтрационная модель является адекватной фактическим данным и пригодной для расчёта показателей разработки бокового ствола.

Для выбора оптимальной длины бокового ствола проводилась серия расчётов с различными длинами ЗБГС. Результаты расчётов приведены в таблице 11, расчёты проводились на 25 лет с момента запуска бокового ствола в работу.

Таблица 11 – Результат построения гидродинамической модели

Длина ЗБГС, м	Накопленная добыча нефти, тыс. тонн	Накопленная добыча жидкости, тыс. м^3	Стартовый дебит по нефти, тонн/сут.
300	409,9	3954	120,2
400	466,1	4316	160,2
500	558,7	6472	235,6

Накопленные показатели добычи нефти и жидкости приведены на рисунке 15.

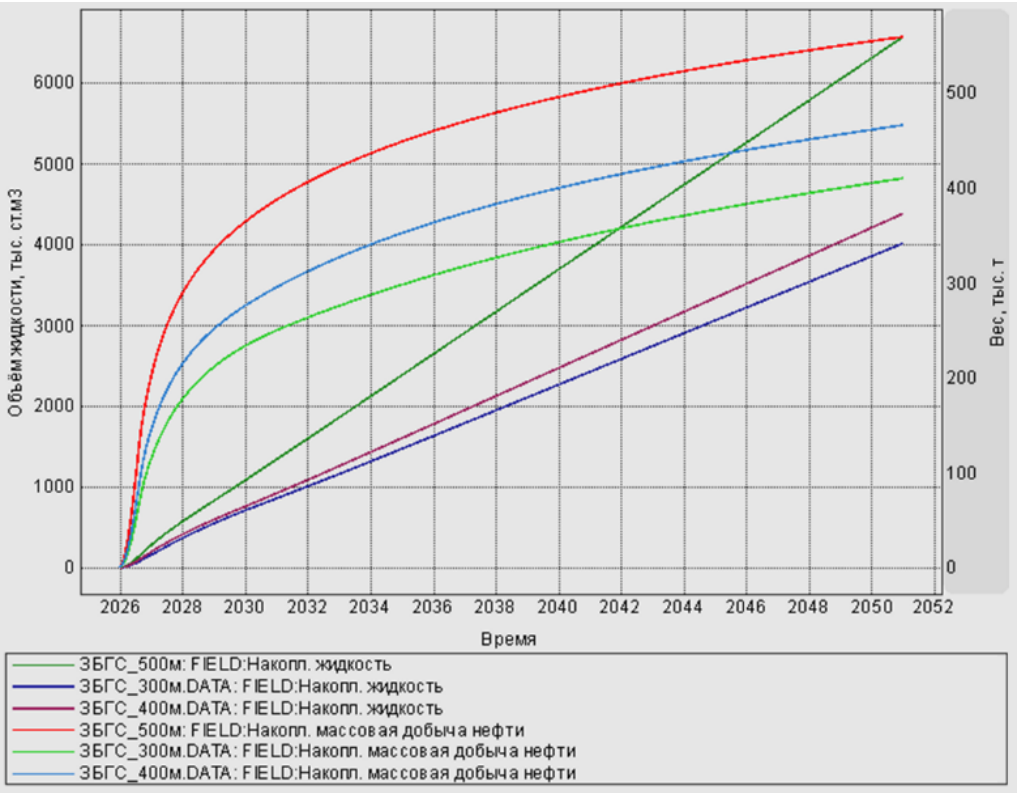


Рисунок 15 – Накопленные показатели добычи нефти и жидкости

Заключение

В результате сравнения граничных критериев применимости с параметрами пласта и скважины выбрана наиболее эффективная и рентабельная технология зарезки бокового ствола, рекомендуемая к проведению на объекте Як-III-VII.

На основе анализа карты нефтенасыщенных толщин выбрана наиболее подходящая для зарезки бокового ствола вертикальная добывающая скважина № 222, находящаяся в бездействующем фонде по причине высокой обводнённости. Также приведены характеристики проектного ствола, его геометрические параметры, показана предполагаемая траектория.

Опираясь на расчёты, можно сделать вывод о том, что наиболее рентабельным вариантом может являться технология зарезки бокового ствола с длиной горизонтального участка 350 м.

Данная технология может показать хорошую эффективность при условии соблюдения правил проведения операции и требований к осуществляемому процессу зарезки. Вовлечение перспективной нефтенасыщенной зоны свидетельствует о повышении эффективности разработки объекта Як III-VII.

Литература

1. Ванкорское газонефтяное месторождение – базовый объект для развития нефтедобычи на севере красноярского края / В.Д. Накоряков [и др.] // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2003. – № 3. – С. 61–66.
2. Квачко С.К. Литолого-фациальный анализ нижнемеловых отложений Ванкорского газонефтяного месторождения (Западная Сибирь) // Вестник Томского государственного университета. – 2010. – № 338. – С. 223–226.
3. Татаринова Е.Э. Геологическое строение и особенности разработки газонефтяной залежи объекта Як-III-VII / Е.Э. Татаринова, Т.И. Кузнецова // Ашировские чтения. – 2018. – Т. 1. – № 1(10). – С. 186–189.
4. Степанов Р.И. Применение метода обработки призабойной зоны как способа повышения работы добывающего фонда скважин терригенных коллекторов на примере пласта Нх-I Ванкорского месторождения // Вестник евразийской науки. – 2025. – Т. 17. – № 1.
5. Петрушин Е.О. Осложнённые условия эксплуатации скважин Ванкорского нефтегазового месторождения / Е.О. Петрушин, А.С. Арутюнян // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 2. – С. 214–232.
6. Ладенко А.А. Обоснование системы разработки нефтегазового месторождения с применением технологии забуривания боковых стволов как решение проблемы выработки остаточных запасов нефти и восстановления малодебитных скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2024. – № 11(383). – С. 34–43.
7. Ладенко А.А. Обоснование применения технологии зарезки боковых горизонтальных стволов на нефтегазовом месторождении Ванкорского кластера / А.А. Ладенко, И.О. Мухамедчев, А.С. Козынченко // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2026. – № 1(397). – С. 5–15.
8. Ладенко А.А. Обоснование эффективности применения технологии зарезки боковых стволов для повышения эффективности разработки нефтегазоконденсатного месторождения / А.А. Ладенко, Е.С. Гейценредер // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2026. – № 7(403). – С. 60–70.
9. Петрушин Е.О. Обоснование эффективности применения технологии зарезки горизонтальных боковых стволов в продуктивном пласте БС4-5 нефтяного месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2026. – № 2. – С. 214–238.
10. Петрушин Е.О. Промысловые исследования притока к горизонтальным скважинам и методы интенсификации нефтегазодобычи / Е.О. Петрушин, А.С. Арутюнян, Л.Г. Кусова // СЕВЕРГЕОЭКОТЕХ – 2021: доклады XXII Международной молодёжной научной конференции (17-19 марта 2021 года, г. Ухта). – Ухта : Ухтинский государственный технический университет, 2021. – С. 476–480.
11. Мавлютов Д.Д. Определение критериев подбора объектов для зарезки боковых горизонтальных стволов на действующих нефтяных скважинах / Д.Д. Мавлютов, Р.Е. Ирмашев // Форум молодых учёных. – 2018. – № 11-2(27). – С. 3–7.
12. Определение критериев выбора скважин-кандидатов для зарезки в них боковых стволов / Е.Н. Устькачкинцев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 2. – С. 78–81.
13. Доброчасов А.И. Технико-технологические решения по повышению эффективности бурения боковых горизонтальных стволов на месторождениях Западной Сибири / А.И. Доброчасов, Ж.С. Попова, В.А. Саломатов // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 76–82.
14. Шиян С.И. Технико-экономическое обоснование применения технологии зарезки и бурения бокового ствола из бездействующей скважины / С.И. Шиян, Н.Э. Чуприна // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 1. – С. 291–301.
15. Демин С.В. Основные аспекты зарезки боковых стволов скважин на нефтегазовом месторождении / С.В. Демин, С.А. Булгаков, М.А. Шейкина // Нефтепромысловое дело. – 2022. – № 12(648). – С. 23–27. DOI: 10.33285/0207-2351-2022-12(648)-23-27
16. Кусов Г.В. Перспективы разработки Самбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Особенности зарезки боковых стволов / Г.В. Кусов, Д.А. Березовский, О.В. Савенок // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 3. – С. 73–99.
17. Яхудина Н.Х. Совершенствование техники и технологии зарезки дополнительных боковых стволов из эксплуатационной колонны добывающей скважины // Нефть и газ – 97: тезисы

докладов 51-ой межвузовской студенческой научной конференции (22-24 апреля 1997 года, г. Москва). – М. : Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина, 1997. – 5 с.
18. Борисов Ю.П. О притоке нефти к горизонтальным и наклонным скважинам в изотропном пласте конечной мощности / Ю.П. Борисов, В.П. Табаков // НТС ВНИИ. – М. : Гостоптехиздат, 1962. – Вып. 16.
19. Борисов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами / Ю.П. Борисов, В.П. Пилатовский, В.П. Табаков. – М. : Недра. – 1964. – 154 с.
20. Giger F.M. Horizontal wells production techniques in heterogeneous reservoirs // SPE Middle East Oil Technical Conference and Exhibition (Bahrain, March 11–14, 1985). DOI: 10.2118/13710-MS
21. Joshi S.D. Augmentation of well productivity with slant and horizontal wells // Journal of Petroleum Technology. 1988. – Vol. 40. – № 6. – P. 729–739. DOI: 10.2118/15375-PA
22. Renard G. Formation damage effects on horizontal well flow efficiency / G. Renard, J.M. Dupuy // Journal of Petroleum Technology. – 1991. – Vol. 43. – № 7. – P. 786–869. DOI: 10.2118/19414-PA
23. Капитонов В.А. Сбор данных из файлов Excel и Word // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 3. – С. 124–134.
24. Даценко Е.Н. Оценка технологической и экономической эффективности разработки газонефтяного месторождения с применением горизонтальных скважин / Е.Н. Даценко, И.О. Орлова, Н.Н. Авакимян // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 4. – С. 59–87.
25. Туматов Р.Р. Оценка эффективности применения методов зарезки боковых стволов для увеличения коэффициента нефтеизвлечения / Р.Р. Туматов, И.Г. Фаттахов, Р.А. Кашапов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2025: Сборник трудов Международной научно-технической конференции (21–22 марта 2025 года, г. Октябрьский). – Уфа : Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 319–323.
26. Voronoi G.F. Nouvelles applications des paramètres continus à la théorie de formes quadratiques (фр.) // Journal für die reine und angewandte Mathematik. – 1908. – Vol. 134. – P. 198–287.
27. Создание комплексной геолого-технической модели для повышения эффективности разработки III эксплуатационного объекта нефтегазоконденсатного месторождения / Н.Х. Жарикова [и др.] // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2025. – № 2. – С. 274–299.

References

1. The Vankor oil and gas field: a foundational asset for the development of oil production in the north of the Krasnoyarsk Territory / V.D. Nakoryakov [et al.] // Mineral Resources of Russia: Economics and Management. – 2003. – № 3. – P. 61–66.
2. Kvachko S.K. Lithofacies analysis of Lower Cretaceous deposits in the Vankor oil and gas field (Western Siberia) // Bulletin of Tomsk State University. – 2010. – № 338. – P. 223–226.
3. Tatarinova E.E. Geological structure and development characteristics of the Yak-III-VII oil and gas reservoir / E.E. Tatarinova, T.I. Kuznetsova // Ashirov Readings. – 2018. – Vol. 1. – № 1(10). – P. 186–189.
4. Stepanov R.I. Application of a near-wellbore zone treatment method to enhance the performance of production wells in terrigenous reservoirs: A case study of the Nh-I formation at the Vankorskoye field // Bulletin of Eurasian Science. – 2025. – Vol. 17. – № 1.
5. Petrushin E.O. Challenging operating conditions for wells at the Vankorskoye oil and gas field / E.O. Petrushin, A.S. Arutyunyan // Science. Engineering. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2020. – № 2. – P. 214–232.
6. Ladenko A.A. Substantiation of an oil and gas field development system using sidetracking technology as a solution for recovering residual oil reserves and restoring low-productivity wells // Construction of Oil and Gas Wells Onshore and Offshore. – 2024. – № 11(383). – P. 34–43.
7. Ladenko A.A. Substantiation of the use of lateral horizontal sidetracking technology at an oil and gas field in the Vankor cluster / A.A. Ladenko, I.O. Mukhamedchev, A.S. Kozynchenko // Construction of Oil and Gas Wells Onshore and Offshore. – 2026. – № 1(397). – P. 5–15.
8. Ladenko A.A. Justification for the effectiveness of using sidetracking technology to enhance the development of an oil, gas, and condensate field / A.A. Ladenko, E.S. Geitsenreder // Construction of Oil and Gas Wells Onshore and Offshore. – 2026. – № 7(403). – P. 60–70.
9. Petrushin E.O. Justification for the effectiveness of using horizontal sidetracking technology in the BS4-5 productive formation of an oil field // Science. Engineering. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2026. – № 2. – P. 214–238.

10. Petrushin E.O. Field studies of inflow into horizontal wells and methods for enhancing oil and gas production / E.O. Petrushin, A.S. Arutyunyan, L.G. Kusova // SEVERGEOEKOTEKH – 2021: Proceedings of the XXII International Youth Scientific Conference (March 17–19, 2021, Ukhta). – Ukhta : Ukhta State Technical University, 2021. – P. 476–480.
11. Mavlyutov D.D. Determining criteria for selecting targets for sidetracking horizontal wellbores in existing oil wells / D.D. Mavlyutov, R.E. Irmashev // Forum of Young Scientists. – 2018. – № 11-2 (27). – P. 3–7.
12. Defining Criteria for Selecting Candidate Wells for Sidetracking / E.N. Ustkachkintsev [et al.] // Neftyanoe Khozyaystvo (Oil Industry). – 2013. – № 2. – P. 78–81.
13. Dobrochasov A.I. Technical and Technological Solutions for Improving the Efficiency of Drilling Horizontal Sidetracks in Western Siberian Oil Fields / A.I. Dobrochasov, Zh.S. Popova, V.A. Salomatov // Bulatov Readings. – 2017. – Vol. 3. – P. 76–82.
14. Shiyan S.I. Technical and Economic Justification for the Application of Sidetracking and Drilling Technology in Inactive Wells / S.I. Shiyan, N.E. Chuprina // Science. Engineering. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2020. – № 1. – P. 291–301.
15. Demin S.V. Key aspects of sidetracking in oil and gas fields / S.V. Demin, S.A. Bulgakov, M.A. Sheikina // Oilfield Engineering. – 2022. – № 12(648). – P. 23–27. DOI: 10.33285/0207-2351-2022-12(648)-23-27
16. Kusov G.V. Prospects for the development of the Samburgskoye oil, gas, and condensate field. Specifics of sidetracking / G.V. Kusov, D.A. Berezovsky, O.V. Savenok // Science. Engineering. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2017. – № 3. – P. 73–99.
17. Yakhudina N.Kh. Improving the equipment and technology for drilling additional sidetracks from the production casing of an oil/gas well // Oil and Gas – 97: Abstracts of the 51st Interuniversity Student Scientific Conference (April 22–24, 1997, Moscow). – M. : Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 1997. – 5 p.
18. Borisov Yu.P. On Oil Inflow to Horizontal and Inclined Wells in an Isotropic Formation of Finite Thickness / Yu.P. Borisov, V.P. Tabakov // NTS VNII. – M. : Gostoptekhizdat, 1962. – Iss. 16.
19. Borisov Yu.P. Development of Oil Fields Using Horizontal and Multilateral Wells / Yu.P. Borisov, V.P. Pilatovsky, V.P. Tabakov. – M. : Nedra, 1964. – 154 p.
20. Giger F.M. Horizontal wells production techniques in heterogeneous reservoirs // SPE Middle East Oil Technical Conference and Exhibition (Bahrain, March 11–14, 1985). DOI: 10.2118/13710-MS
21. Joshi S.D. Augmentation of well productivity with slant and horizontal wells // Journal of Petroleum Technology. 1988. – Vol. 40. – № 6. – P. 729–739. DOI: 10.2118/15375-PA
22. Renard G. Formation damage effects on horizontal well flow efficiency / G. Renard, J.M. Dupuy // Journal of Petroleum Technology. – 1991. – Vol. 43. – № 7. – P. 786–869. DOI: 10.2118/19414-PA
23. Kapitonov V.A. Data Collection from Excel and Word Files // Bulatov Readings. – 2020. – Vol. 3. – P. 124–134.
24. Datsenko E.N. Evaluation of the Technological and Economic Efficiency of Developing a Gas-Oil Field Using Horizontal Wells / E.N. Datsenko, I.O. Orlova, N.N. Avakimyan // Science. Engineering. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2019. – № 4. – P. 59–87.
25. Tumatov R.R. Evaluating the Effectiveness of Sidetracking Methods for Increasing the Oil Recovery Factor / R.R. Tumatov, I.G. Fattakhov, R.A. Kashapov // Modern Technologies in the Oil and Gas Industry – 2025: Proceedings of the International Scientific and Technical Conference (March 21–22, 2025, Oktyabrsky). – Ufa : Ufa State Petroleum Technological University, 2025. – P. 319–323.
26. Voronoi G.F. Nouvelles applications des paramètres continus à la théorie de formes quadratiques (фр.) // Journal für die reine und angewandte Mathematik. – 1908. – Vol. 134. – P. 198–287.
27. Development of a comprehensive geological and technical model to enhance the efficiency of exploiting the third production unit of an oil, gas, and condensate field / N.Kh. Zharikova [et al.] // Science. Engineering. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2025. – № 2. – P. 274–299.