

## УСПЕШНОЕ БУРЕНИЕ ПЕРВЫХ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА НЕГЛУБОКОЗАЛЕГАЮЩИХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ АО «ЭМБАМУНАЙГАЗ»



**А.Е. ЖАКСЫБЕКОВ,**  
председатель Правления



**К.А. АДИБЕКОВ,**  
заместитель  
председателя Правления  
по геологии и разработке



**М.М. ЕРМЕКОВ,**  
директор департамента  
бурения и капитального  
ремонта скважин,  
доктор технических наук

**Е.М. МУКАНОВ\***,  
начальник отдела геолого-гидродинамического моделирования

**И.В. ЧЖЕН,**  
ведущий геолог отдела геолого-гидродинамического моделирования

**А.Т. АМАНГАЛИЕВ,**  
старший инженер департамента бурения и капитального ремонта скважин

АО «Эмбаунайгаз»  
Республика Казахстан, 060002 г. Атырау, ул. Валиханова, 1

*Первая попытка бурения горизонтальной скважины в АО «Эмбаунайгаз» была предпринята в 1992 г. на месторождении Искине – скважина № 280. Целью бурения скважины было вскрытие пермотриасовых объектов на глубине 950 м и вовлечение в разработку запасов нефти в труднодоступных участках под солончаком. Проектная длина ствола скважины составила 1420 м, длина установки фильтра – 90 м. При освоении данной скважины был получен слабый приток нефти, в дальнейшем скважину ввели в консервацию. Одними из причин отрицательного результата явились*

\*Автор для переписки. E-mail: Y.mukanov@emg.kmger.kz

отсутствие на тот момент технологий по заканчиванию горизонтальных скважин в слабосцементированных породах и отсутствие геонавигации в процессе бурения для максимально эффективного вскрытия нефтенасыщенной части в целевом пласте. С тех пор на месторождениях АО «Эмбаунайгаз» бурение горизонтальных скважин не производилось. Первые шаги по возобновлению строительства горизонтальных скважин начались в 2014 г. Совместно с компанией «Шлюмберже Лимитед» были рассмотрены различные варианты заложения горизонтальных скважин на месторождении С. Нуржанов для увеличения добычи с триасового объекта горизонта Т-IV и подготовлен проект строительства горизонтальной скважины № 805 в 2018 г. Дополнительно, для вовлечения в разработку слабо дренируемых пластов, залегающих на вертикальных глубинах порядка 600–650 м, было запланировано бурение четырех горизонтальных скважин на месторождениях Молдабек Восточный, Уз Восточный и С. Балгимбаев.

В данной статье изложены основные моменты, которые позволили успешно реализовать проекты горизонтального бурения на неглубокозалегающие пласты. Ключевыми факторами являются слаженная работа мультидисциплинарной команды, подходы к заложению скважин и составление детального плана работ на каждой стадии реализации проектов.

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** АО «Эмбаунайгаз», неглубокозалегающее нефтяное месторождение, Молдабек Восточный, Уз Восточный, С. Балгимбаев, бурение, горизонтальная скважина.

## «ЕМБІМҰНАЙГАЗ» АҚ ТАЙЫЗ ЖАТҚАН КЕН ОРНЫНДА АЛҒАШҚЫ ЖАЗЫҚ ҰҢҒЫМАЛАРДЫ СӘТТІ БҰРҒЫЛАУ

**Ө.Е. ЖАҚСЫБЕКОВ**, Басқарма төрағасы

**Қ.А. ӘДІЛБЕКОВ**, Басқарма төрағасының геология және кен орындарын игеру жөніндегі орынбасары

**М.М. ЕРМЕКОВ**, бұрғылау және ҰКЖ департаментінің директоры, техника ғылымының докторы

**Е.М. МҰҚАНОВ**, геологиялық-гидродинамикалық модельдеу бөлімінің бастығы

**И.В. ЧЖЕН**, геологиялық-гидродинамикалық модельдеу бөлімінің жетекші геологы

**Ө.Т. АМАНҒАЛИЕВ**, бұрғылау және ҰКЖ департаментінің аға инженері

«Ембімұнайгаз» АҚ,

Қазақстан Республикасы, 060002, Атырау қ., Уалиханов к-сі, 1

«Ембімұнайгаз» АҚ-да жазық ұңғымаларды бұрғылаудың алғашқы талпынысы Ескене кен орнында жасалды – ұңғыма № 280. Ұңғыманы бұрғылаудың мақсаты, 950 тереңдіктегі пермотриастық объектілерді ашу және сортаң астындағы қолжетімдігі қиын телімдерде мұнай қорын өндіруге тарту болып табылады. Ұңғыма оқпанының жобалық ұзындығы 1420 м, сүзгіні қондырғылары ұзындығы – 90 м құрады. Осы ұңғыманы игеру барысында мұнайдың әлсіз келуі болды, кейіннен ұңғыманы сақтауға енгізді. Теріс нәтиженің себебі әлсіз цементтелген жыныстағы жазық ұңғымаларды аяқтау бойынша технологиялардың болмауы және бұрғылау барысында нысаналы қабаттағы мұнайқанықтық бөліктің максималды тиімді ашуы үшін геонавигацияның болмауы болды. Содан бері, «Ембімұнайгаз» АҚ кен орнында жазық ұңғымаларды бұрғылау жұмысы жүргізілмеді. Жазық ұңғымалардың құрылысын қайта жаңартудың алғашқы қадамдары 2014 ж. басталды. «Шлюмберже Лимитед» компаниясымен бірге, Т-IV жиегінің триастық объектілерінде өндіруді ұлғайту үшін жазық ұңғымаларды С. Нұржанов кен орнында белгілеудің түрлі нұсқалары қарастырылды және 2018 ж. № 805 жазық ұңғыманың құрылыс жобасы жасалды. Оған қоса, 600-650 м тік тереңдікте жатқан әлсіз құрғатқыш қыртыстарда өндіруге тарту үшін, Шығыс Молдабек, Шығыс УАЗ және С. Балгимбаев кен орындарында төрт жазық ұңғымаларды бұрғылау жоспарланды.

Осы бапта, тайыз жатқан қыртыстардағы жазықтық бұрғылау жобаларын сәтті іске асыруға мүмкіндік жасаған негізгі кезеңдер баяндалады. Көп тәртіптік топтың жөнге салынған жұмысы, ұңғыма орнын белгілеу тәсілдері және жобалардың іске асуындағы әр кезеңіне арнап жасалған егжей-тегжейлі жұмыс жоспары маңызды факторлар болып табылады.

**НЕГІЗГІ СӨЗДЕР:** «Ембімұнайгаз» АҚ, тайыз жатқан мұнай кен орны, Шығыс Молдабек, Шығыс Уаз, С. Балғымбаев, бұрғылау, жазық ұңғыма.

## SUCCESSFUL DRILLING OF THE FIRST HORIZONTAL WELLS IN SHALLOW FIELDS OF EMBAMUNAIGAS JSC

**A.E. ZHAKSYBEKOV**, chairman of the Management Board  
**K.A. ADILBEKOV**, Deputy Chairman of the Board (COB) for Geology and Development  
**M.M. ERMEKOV**, director of the drilling and WO department, Doctor of technical sciences  
**E.M. MUKANOV\***, head of the department of geological and hydrodynamic modelling.  
**I.V. ZHENG**, leading geologist of the department geological and hydrodynamic modelling  
**A.T. AMANGALIEV**, senior engineer of the drilling and WO department,

Embamunaigas JSC,  
Republic of Kazakhstan, 060002, Atyrau city, Valikhanov str., 1

*The first attempt to drill a horizontal well in Embamunaigas JSC was made in 1992 at the Iskene field – well No. 280. The purpose of well drilling was to open Permian-Triassic objects at a depth of 950 m and to involve in the development of oil reserves in hard-to-reach areas under the salt marsh. The design length of the wellbore was 1420 m, the length of filter installation – 90 m. During the development of this will, a weak oil inflow was obtained, later the well was put into conservation. One of the reasons for the negative result was the lack of technology for completing horizontal wells in incomplete rocks at that time and the lack of geo-steering during drilling to maximize the opening of the oil-saturated part in the target formation. Since then, horizontal wells have not been drilled at the fields of Embamunaigas JSC. The first steps on resumption of horizontal wells construction began in 2014. Together with the Schlumberger Limited company, various options for laying horizontal wells at S.Nurzhanov field were considered to increase production from the Triassic object of horizon T-IV, and a project was prepared for the construction of horizontal well No. 805 in 2018. In addition, to engage in the development of weakly drained formations lying at vertical depths of about 600-650 m, it was planned to drill four horizontal wells in the fields of Eastern Moldabek, Eastern Uaz and S. Balgimbaev.*

*In this article, will be set out the main points that allowed to successfully implement horizontal drilling on shallow formations. Key factors are the coordinated work of a multidisciplinary team, approaches to wells location and the preparation of a detailed work plan at each stage of project implementation.*

**KEY WORDS:** Embamunaigas JSC, shallow oil field, Eastern Moldabek, Eastern Uaz, S. Balgimbaev, drilling, horizontal well.

## ВВЕДЕНИЕ

Целью бурения горизонтальных скважин является, как правило, повышение освоения запасов углеводородов за счет значительного увеличения вскрытия эффективной нефтенасыщенной толщины продуктивного пласта, что, в свою очередь, приводит к приросту коэффициента проводимости и площади дренирования залежи. Согласно статистике эксплуатационного бурения в России, количество

горизонтальных скважин ежегодно растет, как и их доля по отношению к другим скважинам (рисунок 1).



**Рисунок 1 – Динамика количества скважин, законченных строительством в горизонтальном и наклонно-направленном бурении в России в 2006–2017 гг.**

В Казахстане бурением горизонтальных скважин занимаются различные нефтяные компании, однако доля горизонтального бурения по отношению к вертикальному бурению на сегодняшний день остается незначительной.

Большинство месторождений АО «Эмбаунайгаз» находится на поздней стадии разработки и «легкие» запасы, сосредоточенные в высокопроницаемых пластах, характеризующиеся относительно низкой вязкостью нефти и разрабатываемые на упруговодонапорном режиме, истощаются. Актуальной задачей сегодня является повышение добычи с пластов с трудноизвлекаемой тяжелой нефтью, залегающих на мелких глубинах до 300 м по вертикали, с водоплавающих залежей и маломощных пластов толщиной 2–3 м, где традиционный метод добычи вертикальными скважинами не дает желаемой эффективности.

Поэтому были запроектированы четыре горизонтальные скважины вертикальной глубиной порядка 600–650 м и горизонтальным окончанием – 300–400 м на водоплавающих пластах месторождения Молдабек Восточный, маломощном пласте I-неоком месторождения С. Балгимбаев и вдоль тектонического нарушения горизонта Ю–3 месторождения Уз Восточный. Для максимального вскрытия эффективной нефтенасыщенной толщины траектории горизонтальных стволов корректировались на основе данных каротажа и ГТИ в режиме реального времени.

## ПЛАНИРОВАНИЕ

Месторождения АО «Эмбаунайгаз», на которых заложены горизонтальные скважины относятся к НГДУ «Кайнармунайгаз» и «Жайыкмунайгаз». Горизонталь-

ные скважины проектированы на продуктивные пласты средней юры и нижнего мела, которые сложены мелкозернистыми слабосцементированными песчаниками с прослоями глин и алевролитов. По типу залежи – пластовые, сводовые, тектонически экранированные. На стадии планирования были отражены такие аспекты, как подходы к заложению горизонтальных скважин, определение оптимальной длины горизонтального ствола; подбор щелевых фильтров, конструкций скважин и компоновок низа бурильных колонн (КНБК). По всем месторождениям, где планировалось бурение горизонтальных скважин, были актуализированы геолого-гидродинамические модели для оптимального расположения горизонтальных стволов.

## ЗАЛОЖЕНИЕ СКВАЖИН

### • *Скважина 2652, месторождение Молдабек Восточный, горизонт Ю-VII*

Подход к заложению горизонтальных скважин следующий – выявление продуктивных пластов, где разработка традиционными вертикальными скважинами неэффективна или вовсе не ведется, и проектирование на эти пласты бурение горизонтальных скважин. К данному критерию относится водоплавающий пласт Ю-VII месторождения Молдабек Восточный, который разрабатывается единичными скважинами. В целом, добыча с данного горизонта осложнена прорывами воды к забою добывающих скважин, вследствие конуса обводнения и плохого качества цементного камня в заколонном пространстве.

Бурение новых вертикальных скважин в 2017 г. показало весьма низкую выработку пласта Ю-VII. Так, на *рисунке 2* на корреляционной схеме представлены новые (2652 и 2669) и старые (2502 и 2523) скважины. При этом видно, что уровень ВНК с начала разработки данного пласта не изменился, что подтверждает низкую эффективность разработки данного горизонта вертикальными скважинами.

На основе обновленной геолого-гидродинамической модели, определены зоны с наибольшей концентрацией остаточных подвижных запасов нефти. На *рисунке 3* представлены структурная карта целевого горизонта и карта остаточных подвижных запасов нефти. Согласно данным картам, горизонтальная скважина заложена в присводовой части пласта с высокой концентрацией остаточных запасов нефти.

Целевой интервал принят, как прикровельная часть пласта с нижней границей на абсолютной отметке –536 м. Расстояние до ВНК оценивается в 8–10 м. Целевой интервал характеризуется повышенной глинизацией по причине переслаивания песчаников и глин, как можно заметить из корреляционной схемы (*см. рисунок 3*). Геологическим заданием на бурение скважины была предусмотрена посадка транспортной секции с зенитным углом 89–90 градусов в прикровельной части горизонта Ю-VII и проводка горизонтального ствола параллельно структурному построению в интервале с лучшими коллекторскими свойствами, опираясь на данные каротажа во время бурения (ГК и сопротивление) и ГТИ (описание шлама).

### • *Скважина 2703, месторождение Молдабек Восточный, горизонт Ю-VI*

Идентичный подход принят и при заложении скважины 2703. Данная скважина закладывалась на водоплавающий горизонт Ю-VI месторождения Молдабек Восточный. На данном пласте добыча вертикальными скважинами осложнена теми же

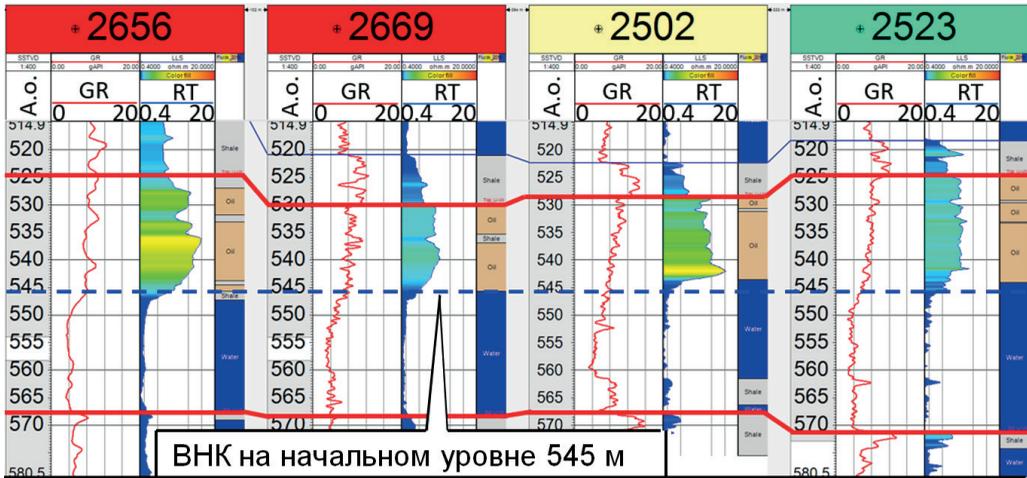


Рисунок 2 – Молдабек Восточный. Корреляционная схема вскрытых скважинами разрезов в районе заложения скважины 2652 на горизонт Ю-VII

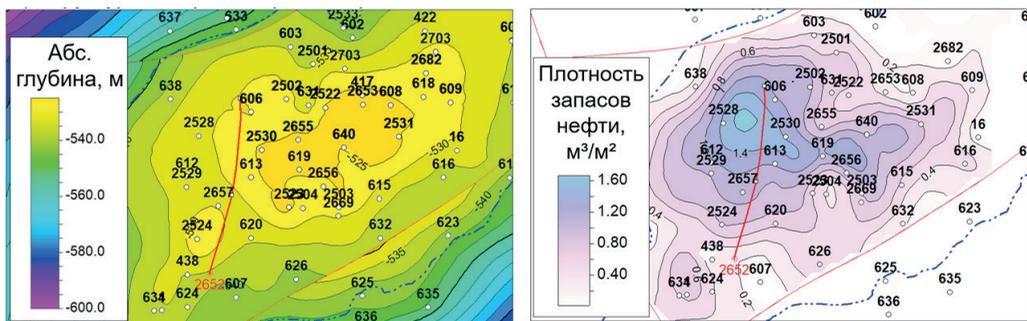


Рисунок 3 – Молдабек Восточный. Горизонт Ю-VII. Структурная карта и карта остаточных подвижных запасов нефти

факторами, что и в случае с горизонтом Ю-VII. Разница только в том, что горизонт Ю-VI является более однородным в кровельной части и характеризуется значительно лучшими коллекторскими свойствами.

На *рисунке 4* приведена корреляционная схема разрезов скважин, пробуренных в 2017 г., и скважин, введенных в эксплуатацию в начале разработки. Здесь новые скважины также вскрыли ВНК в пласте Ю-VI на уровне начального, что говорит о низкой выработке залежи, несмотря на продолжительную эксплуатацию объекта.

Для оптимального расположения горизонтальной скважины 2703 была обновлена геолого-гидродинамическая модель объекта и определена остаточная нефтенасыщенность пласта. На *рисунке 5* представлены структурная карта кровли горизонта и карта остаточных подвижных запасов нефти с расположением горизонтальной скважины в районе с наибольшей концентрацией остаточных запасов нефти.

Целевой интервал принят, как прикровельная часть пласта с нижней границей на абсолютной отметке -494 м. Расстояние до ВНК оценивается в 7–8 м. Геологиче-

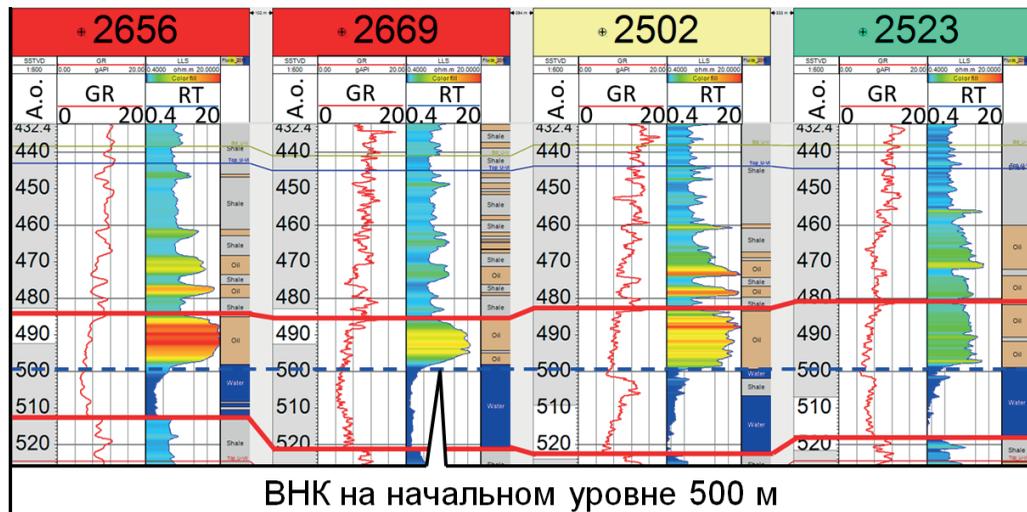


Рисунок 4 – Молдабек Восточный. Корреляционная схема вскрытых скважинами разрезов в районе заложения скважины 2703 на горизонт Ю-VI

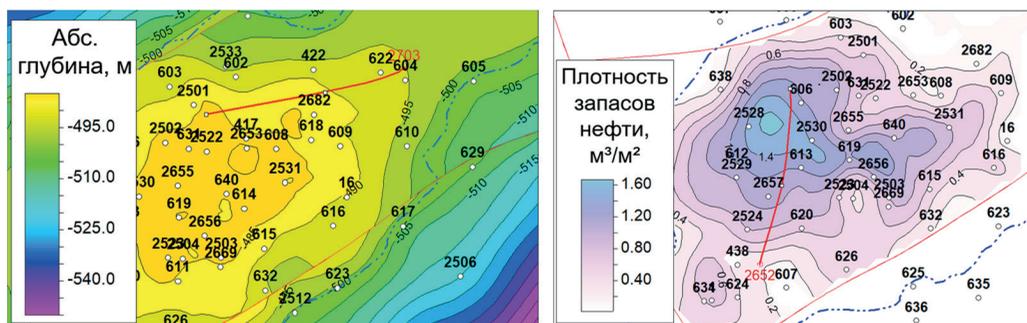


Рисунок 5 – Молдабек Восточный. Структурная карта и карта остаточных подвижных запасов нефти горизонта Ю-VI

ским заданием на бурение скважины предполагалась посадка транспортной секции с зенитным углом 88 градусов в прикровельную часть пласта Ю-VI и проводка горизонтальной секции параллельно структурному построению в интервале с лучшими коллекторскими свойствами, опираясь на данные каротажа во время бурения (ГК и сопротивление) и ГТИ (описание шлама).

• **Скважина 111, месторождение Уз Восточный, горизонт Ю-III**

Целью заложения скважины 111 является разработка пласта одной скважиной, исключив необходимость бурения вертикальных скважин с проектной сеткой, тем самым снизив затраты на эксплуатационное бурение. Горизонтальная скважина заложена в сводовой части пласта Ю-III вдоль тектонического нарушения. Расположение скважины показано на *рисунке 6* на структурной карте и карте остаточных подвижных запасов нефти.

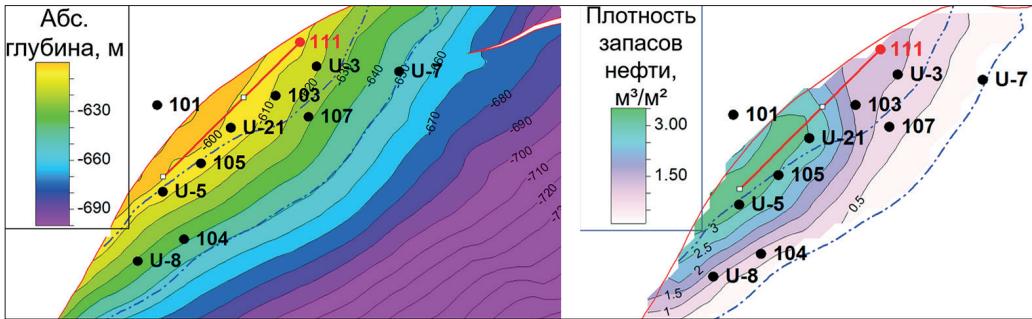


Рисунок 6 – Уз Восточный. Структурная карта и карта остаточных подвижных запасов нефти горизонта Ю-III

В качестве целевого пласта принят интервал горизонта Ю-III с лучшими коллекторскими свойствами, как показано на *рисунке 7*. Целевой интервал имеет вертикальную мощность 9–17 м и представлен переслаиванием песчаников, алевролитов и глин. Межскважинная корреляция неявная, положение коллекторов в опорных скважинах непостоянное, что свидетельствует о латеральной изменчивости пласта. Геологическим заданием на бурение скважины являлась посадка транспортной секции с зенитным углом 87–89 градусов в верхней части целевого пласта и проводка горизонтальной секции в пределах горизонта Ю-III в интервале с лучшими коллекторскими свойствами (низкие значения ГК и высокие показания УЭС).

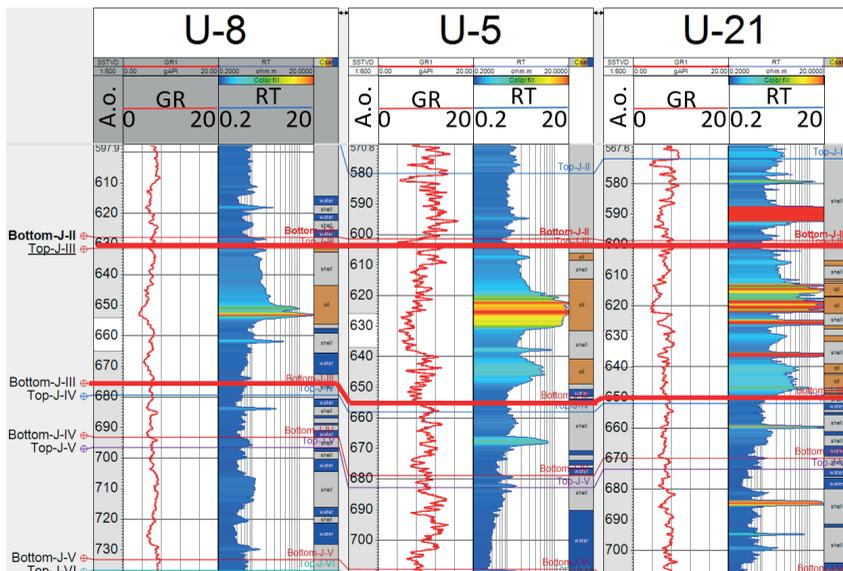


Рисунок 7 – Уз Восточный. Корреляционная схема вскрытых скважинами разрезов в районе заложения скважины 111 на горизонт Ю-III

- Скважина 242, месторождение С. Балгимбаев, горизонт I-неоком

Целью бурения горизонтальной скважины 242 на месторождении С. Балгимбаев являлась самостоятельная разработка I неокомского горизонта. I-неоком вхо-

дит в первый эксплуатационный объект совместно с апт-неокомским горизонтом. Апт-неокомский горизонт характеризуется значительно лучшими коллекторскими свойствами относительно I-неоком, это видно на корреляционной схеме (рисунки 8). Соответственно, при совместной разработке двух горизонтов, существенно различающихся коллекторскими свойствами, выработка велась неравномерно. Как видно из рисунка 8, во всех скважинах, пробуренных в 90-х и 2000-х годах, наблюдается подъем ВНК и значительная выработка горизонта апт-неоком, тогда как в I-неоком запасы нефти должным образом вертикальными скважинами не выработывались.

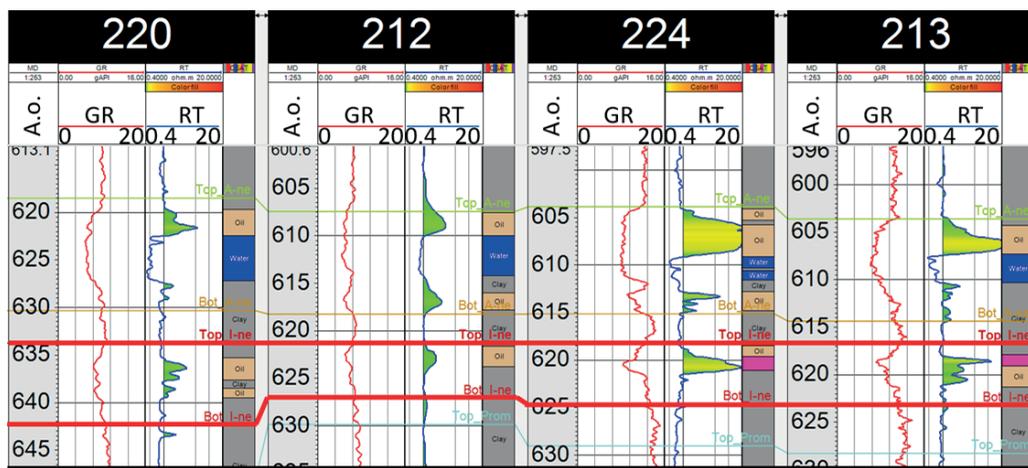


Рисунок 8 – С. Балгимбаев. Корреляционная схема вскрытых скважинами разрезов в районе заложения скважины 242 на горизонт I-неоком

Общая мощность проектного горизонта I-неоком составляет 7–9 м. при эффективной нефтенасыщенной толщине 2–3 м. Горизонт выдержан и прослеживается по всей площади месторождения. Горизонтальную скважину расположили параллельно структурному построению, как показано на рисунке 9. Геологическим заданием на бурение скважины являлась посадка транспортной секции с зенитным углом 89–90 градусов в прикровельной части горизонта и проводка горизонтальной секции в пределах нефтенасыщенного коллектора целевого горизонта.

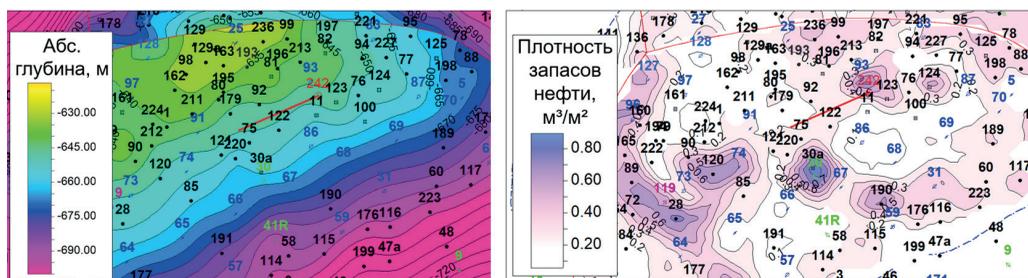
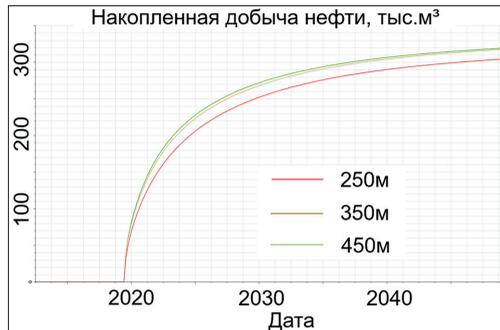


Рисунок 9 – С. Балгимбаев. Структурная карта и карта остаточных подвижных запасов нефти горизонта I-неоком

**Длина горизонтальной секции**

После выбора участка, проектной точки для бурения скважины и геологических целей, следующий шаг – определение оптимальной длины горизонтального ствола скважины (ГС). Для этого проводились гидродинамические расчеты на актуализированной модели с различной длиной ГС. Максимальная длина ГС для расчета принималась в соответствии с ограничениями залежи и существующей сеткой вертикальных скважин.

На *рисунке 10*, в качестве примера показан график прогноза накопленной добычи нефти по горизонтальной скважине 2703 при разной длине ГС.



**Рисунок 10 – Рассчитанная накопленная добыча нефти при длине ГС 250, 350 и 450 м для скважины 2703**

Как видно из графика, при дальнейшем удлинении ГС с 350 м увеличение накопленной добычи нефти не отмечается. Соответственно, оптимальная длина ГС для скважины 2703 являлась 350 м. Аналогичный подход принимался и для остальных горизонтальных скважин.

**Подбор щелевых фильтров**

Следующим этапом для успешной реализации проекта бурения горизонтальных скважин на слабосцементированные песчаники был подбор подходящих щелевых фильтров для заканчивания строительства скважин. В связи с этим рассмотрены различные варианты щелевых фильтров, имеющихся на сегодняшний день на рынке. Выбор для данного проекта был сделан в пользу стандартных моделей щелевых фильтров (*рисунок 11*).

Главным критерием при изготовлении щелевого фильтра является определение оптимального размера щелей фильтра, чтобы, с одной стороны, при добыче углеводородов не было обильного пескопроявления (может затруднить процесс добычи), а с другой – не ограничить добычу жидкости.

В связи с этим были проанализированы данные гранулометрического состава пород, слагающих проектные горизонты. На *рисунке 12* для примера представлен график гранулометрического состава породы проектного горизонта Ю-VI месторождения Молдабек Восточный.

Из графика видно, что оптимальный размер щелей в данном случае является 0,3 мм, это позволит пропускать более мелкие частицы песка и оставлять крупные для образования естественной фильтрации вокруг фильтрующего элемента.

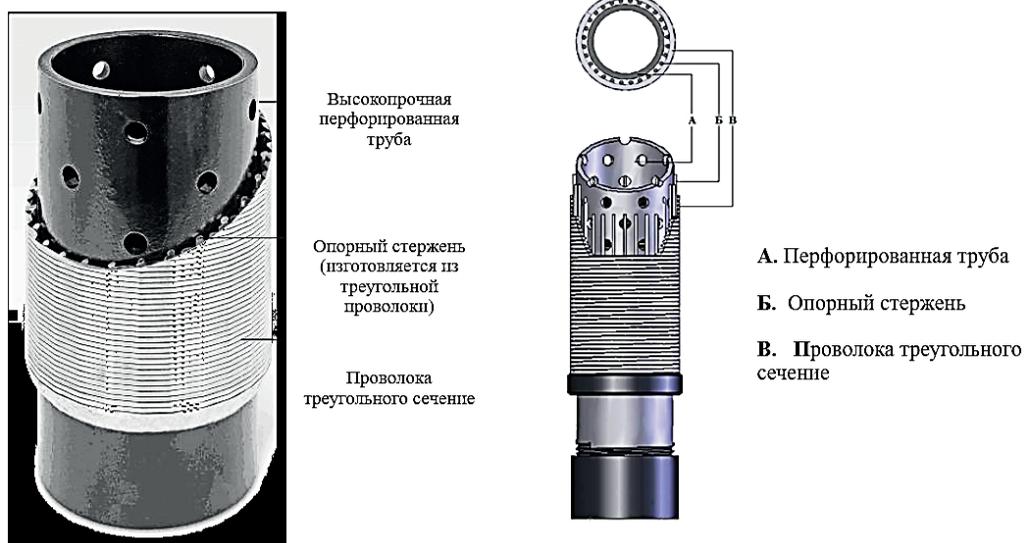


Рисунок 11 – Модель щелевого фильтра

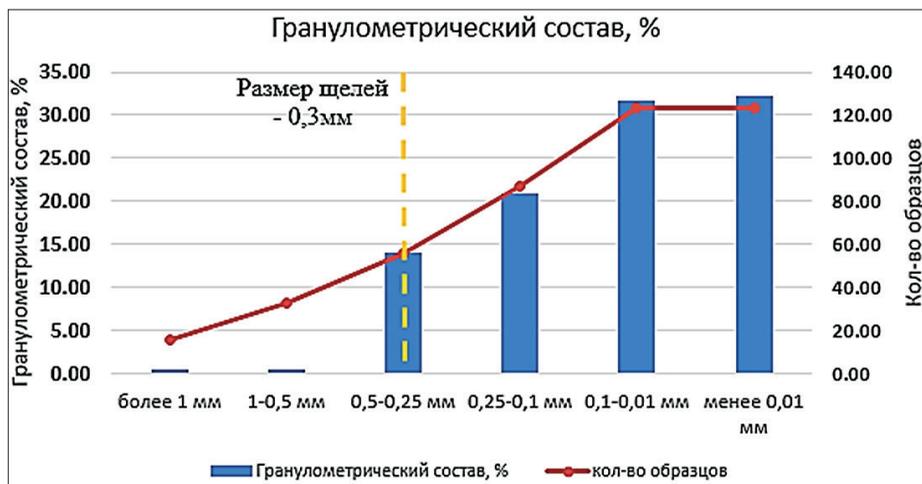


Рисунок 12 – Молдабек Восточный. Горизонт Ю-VI. Гранулометрический состав

### Конструкция скважин

Для всех четырех горизонтальных скважин принималась аналогичная конструкция с различными глубинами спуска колонн. Проектная интенсивность искривления скважин на уровне 7 гр/30 м. На *рисунке 13* показана типовая схема конструкции горизонтальных скважин с фактическими глубинами спуска колонн.

### Подбор КНБК

При бурении горизонтальных скважин расстояние от долота до датчиков инклинометра составляло 14,01 м., до ГК – 12,27 м. и до УЭС – 10,36 м. Данные

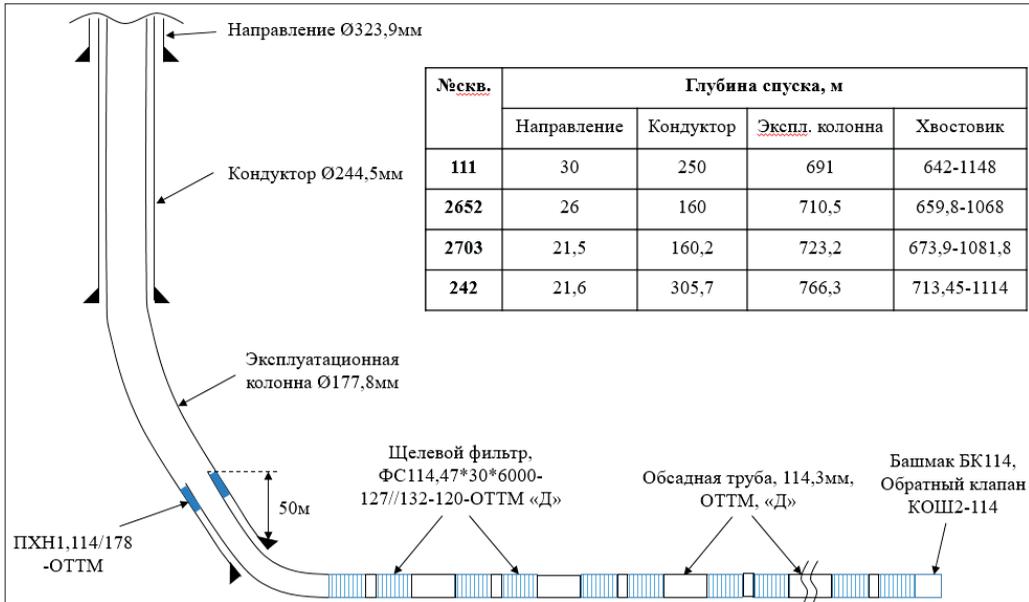


Рисунок 13 – Типовая конструкция горизонтальных скважин

расстояния позволяли достаточно уверенно проводить корреляцию с опорными скважинами во время бурения и прогнозировать поведение структуры. Информация во время бурения передавалась в офис в режиме реального времени для проведения корреляции, отслеживания и корректировки траектории скважины для максимально эффективного вскрытия целевого пласта.

### БУРЕНИЕ СКВАЖИН

#### Пример 1 – скважина 111 на горизонт Ю-III месторождения Уз Восточный

На подготовительном этапе было проведено прогнозное моделирование синтетических кривых ГК и УЭС по опорным скважинам, и выделены основные неопределенности, которые могли привести к выходу ствола скважины за пределы нефтенасыщенного коллектора.

- В районе бурения скважины 111 существовала вероятность неподтверждения структуры при посадке скважины на кровлю горизонта Ю-III по причине бурения вдоль крыла (простираения) структуры. Угол падения структуры с северо-запада на юго-восток составляет до 10 градусов, угол воздымания пласта в азимуте бурения составляет порядка 1,5 градуса.

- Разрез выше горизонта Ю-III характеризуется выдержанностью (по ГК в опорных скважинах), тогда как в пределах горизонта Ю-III наблюдаются латеральные изменения.

На *приложении I* представлена финальная геонавигационная модель по скважине 111. Синяя траектория скважины – фактическая траектория; черные кривые на планшете – синтетические кривые ГК и УЭС, полученные по соседним скважинам;

зеленая и красная кривые – фактические данные ГИС во время бурения. В процессе бурения скважины было выдано восемь корректировок траекторий скважины для максимально эффективного вскрытия целевого пласта.

Ниже дано описание основных корректировок.

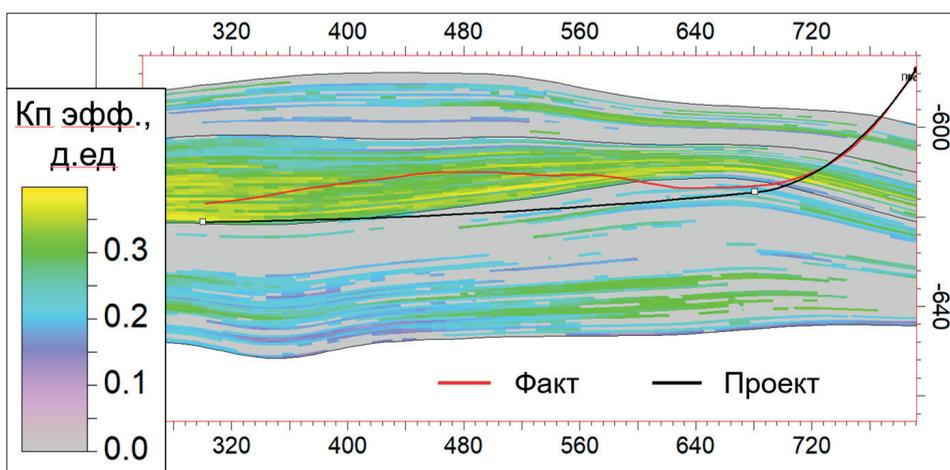
- Согласно данным ГИС в открытом стволе транспортной секции, пробуренной до глубины 780 м, в интервале 720–740 м выделяется высокопористый нефтенасыщенный пласт в пределах горизонта Ю-III, который было решено не перекрывать обсадной колонной и, соответственно, произвести спуск эксплуатационной колонны до глубины 691 м.

- После начала бурения горизонтальной секции, ввиду проходки по заглинизированной части пласта (неколлектор) и отсутствия замещения на коллектор, с целью скорейшего выхода в перспективный участок пласта, при забое 816 м. предложен набор зенитного угла до 93 градусов с интенсивностью 5 гр/30 м.

- В дальнейшем в момент выхода в коллектор с высокими значениями УЭС, аналогичный опорным скважинам, при забое 873 м решено сбросить зенитный угол до 90 градусов с интенсивностью 3 гр/30 м.

- Ввиду приближения к кровле целевого пласта и начала повышения глинизации, согласно показаниям ГК (рост показаний ГК), при забое 977 м рекомендовано продолжить бурение со сбросом зенитного угла до 87 градусов с дальнейшей стабилизацией до проектного забоя.

В результате своевременных принятых корректировок траектории скважины, достигнуто вскрытие более 80% нефтенасыщенной толщины от всей длины горизонтального ствола. На *рисунке 14* показана обновленная геологическая модель по результатам бурения скважины 111, где отчетливо видно, что при бурении по проектной траектории, ствол скважины расположился бы за пределами целевого пласта в ухудшенных условиях. В то же время фактическая траектория ствола скважины находится в пределах нефтенасыщенного коллектора горизонта Ю-III.



**Рисунок 14 – Уз Восточный. Обновленный разрез через куб пористости по результатам бурения скважины 111**

### Пример 2 – скважина 242 на горизонт I-неоком месторождения С. Балгимбаев

Основные риски и неопределенности при проводке горизонтальной скважины 242.

Маленькая мощность нефтенасыщенного коллектора (2–3 м) в пределах горизонта I-неоком и угол падения структуры с севера на юг до 3 градусов.

Существует риск неоднозначного определения положения ствола скважины относительно кровли и подошвы целевого интервала по причине залегания глинистых пропластков выше и ниже коллектора.

На *приложении II* представлена финальная геонавигационная модель по скважине 242 месторождения С. Балгимбаев. Как видно на графическом приложении, при проводке скважины по проектной траектории (красная линия), горизонтальный ствол скважины был бы расположен в глинистом пережиме между пластами I-неоком и апт-неоком. За счет своевременного принятия корректировок траектории скважины во время бурения, удалось проложить горизонтальный ствол максимально в нефтенасыщенном коллекторе в пределах горизонта I-неоком. Таким образом, при вертикальной толщине целевого интервала в 2–3 м, длина нефтенасыщенного коллектора вдоль горизонтального ствола составила 280 м при пробуренных 350 м.

Ниже дано описание основных принятых корректировок траектории скважины.

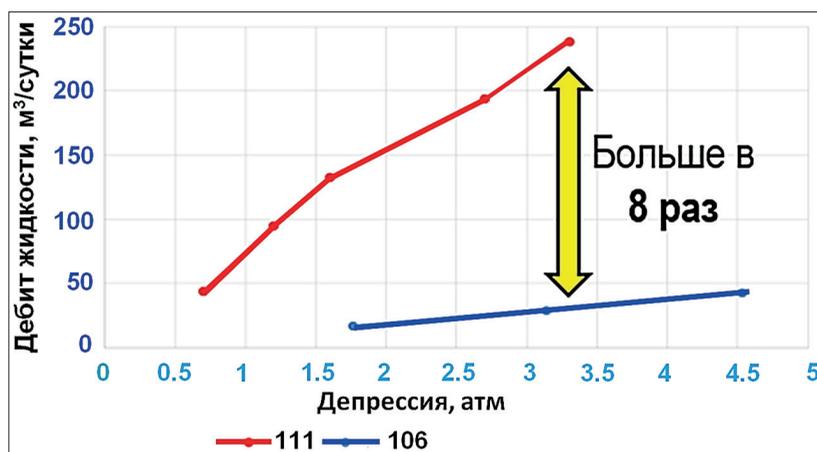
- После выхода из колонны, было решено произвести набор зенитного угла до 90 градусов с выходом на абсолютную глубину –651 м.
- В дальнейшем прогнозировался рост структуры в азимуте бурения, поэтому был выполнен маневр на увеличения зенитного угла до 92 градусов с выходом на абсолютную глубину –650,4 м.
- Однако, при последующем бурении, по данным УЭС и ГК, было зафиксировано приближение к кровле целевого пласта и его фактическое вскрытие, ввиду чего было предложено сбросить зенитный угол до 87 градусов с интенсивностью 3 гр/30 м с выходом на абсолютную отметку –652 м и стабилизацией зенитного угла в 90 градусов.
- Дальнейшее вскрытие нефтенасыщенного коллектора (зеркалирование) подтвердило наше представление о текущем структурном построении и в конце горизонтального ствола ожидалось незначительное падение структуры, поэтому было решено сбросить зенитный угол до 88 градусов с последующей стабилизацией до проектного забоя.

## РЕЗУЛЬТАТЫ

После завершения бурения горизонтальных скважин и успешного спуска щелевых фильтров до достигнутого забоя, следующим этапом было освоение скважин. Во всех горизонтальных скважинах проводили освоение методом компрессирования – понижение уровня в затрубном пространстве не менее 500 м. На двух скважинах, 111 и 242, в процессе освоения получили фонтанные притоки нефти и провели режимные исследования. На скважинах 2703 и 2652, ввиду низкого гидростатического давления, фонтанный приток получить не удалось, поэтому эти скважины эксплуатируются механическим способом.

Так как целевые пласты сложены слабосцементированными песчаниками, ожидалось наличие пескопроявления в процессе освоения скважин. Однако, только на скважине 2703 при освоении было получено обильное пескопроявление. Произвели спуск НКТ Ø60 мм до башмака ГС, была проведена промывка и удален песок, после чего при последующей эксплуатации в скважине не возникало каких-либо проблем. Можно отметить, что подбор щелевых фильтров был произведен корректно, что подтверждается динамикой работы добычных скважин.

Согласно результатам гидродинамических исследований методом установившихся отборов в скважине 111, средний коэффициент продуктивности скважины по нефти составил 72,5 (м<sup>3</sup>/сутки)/атм. При этом коэффициент продуктивности вертикальной скважины, работающей на том же пласте Ю-III, составляет 9 (м<sup>3</sup>/сутки)/атм. Соответственно, продуктивность горизонтальной скважины в восемь раз выше вертикальной скважины. Для наглядности, сравнение продуктивности приведено на *рисунке 15*.



**Рисунок 15 – Уз Восточный. Сравнение продуктивности горизонтальной скважины 111 и вертикальной скважины 106, работающих на одном пласте**

По основным показателям горизонтальных и вертикальных скважин, работающих на одних и тех же объектах, отмечено, что существует значительная разница как в дебитах скважин, так и в коэффициентах продуктивности. В среднем коэффициент продуктивности горизонтальной скважины в 7–8 раз больше чем скважины вертикальной.

На *рисунках 16 и 17* представлены графики дебитов нефти по четырем горизонтальным скважинам с начала ввода их в эксплуатацию. В целом, скважины добывают практически безводную нефть на стабильном уровне.

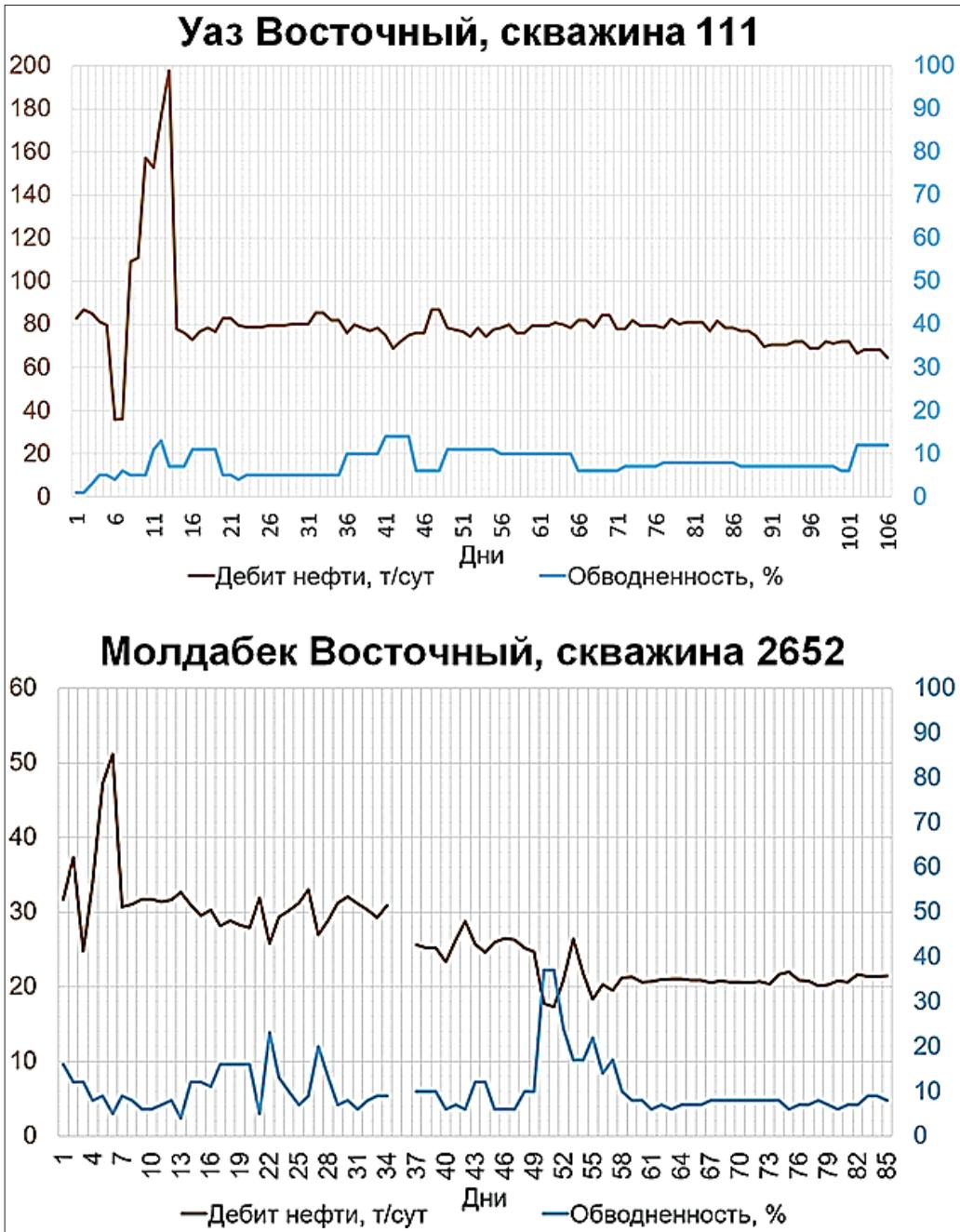


Рисунок 16 – Сопоставление дебитов нефти горизонтальных скважин: 111 Уаз Восточный и 2652 Молдабек Восточный с начала ввода в эксплуатацию

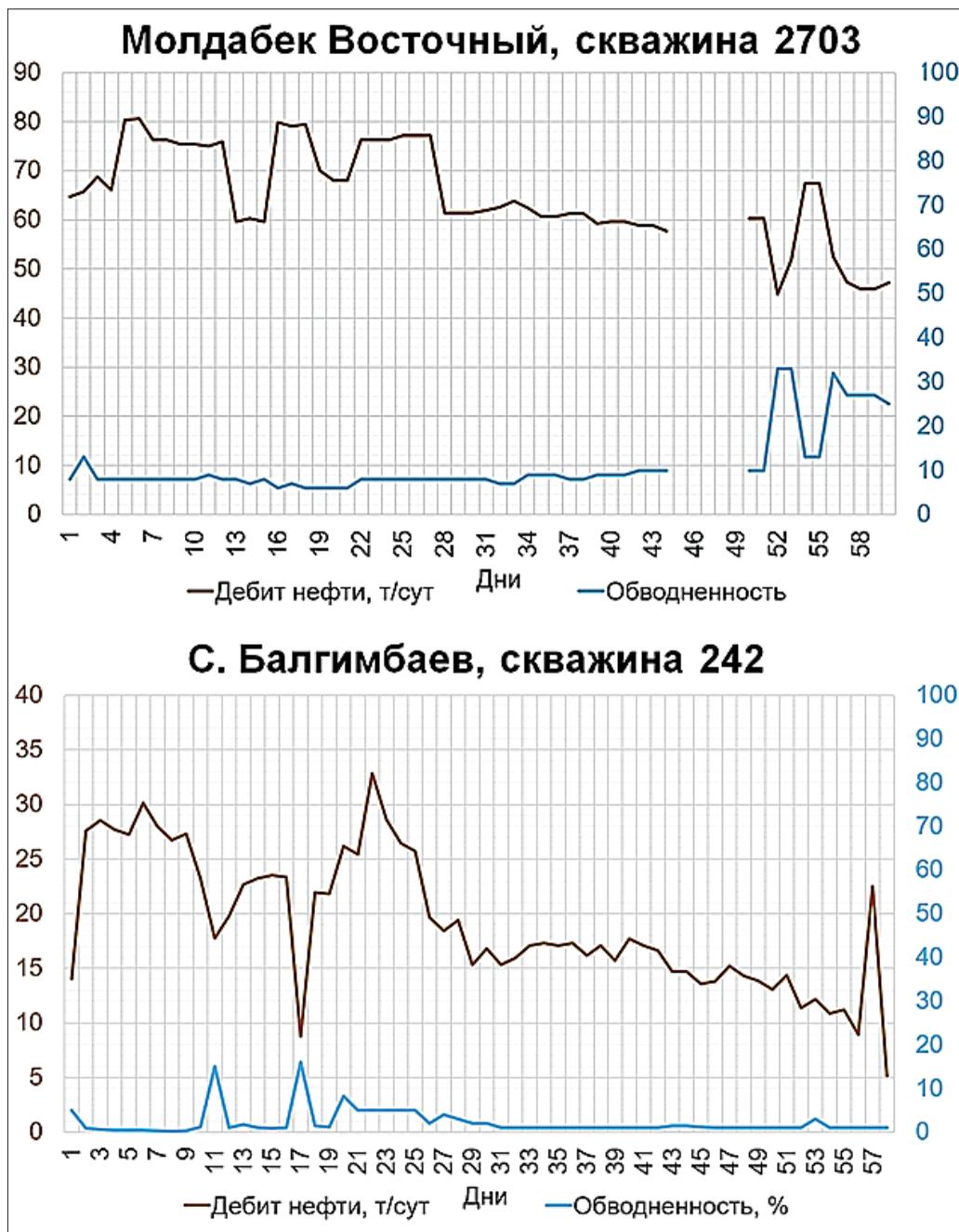


Рисунок 17 – Сопоставление дебитов нефти горизонтальных скважин: 2703 Молдабек Восточный, 242 С.Балгимбаев с начала ввода в эксплуатацию

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Компания АО «Эмбаунайгаз» стремится использовать современные подходы и технологии для выработки остаточных запасов нефти, что позволяет вовлекать в разработку все более сложные геологические объекты. Осуществленный проект бурения горизонтальных скважин на неглубокозалегающие слабосцементированные объекты продемонстрировал высокую экономическую эффективность в сравнении с освоением этих же залежей нефти вертикальными скважинами.

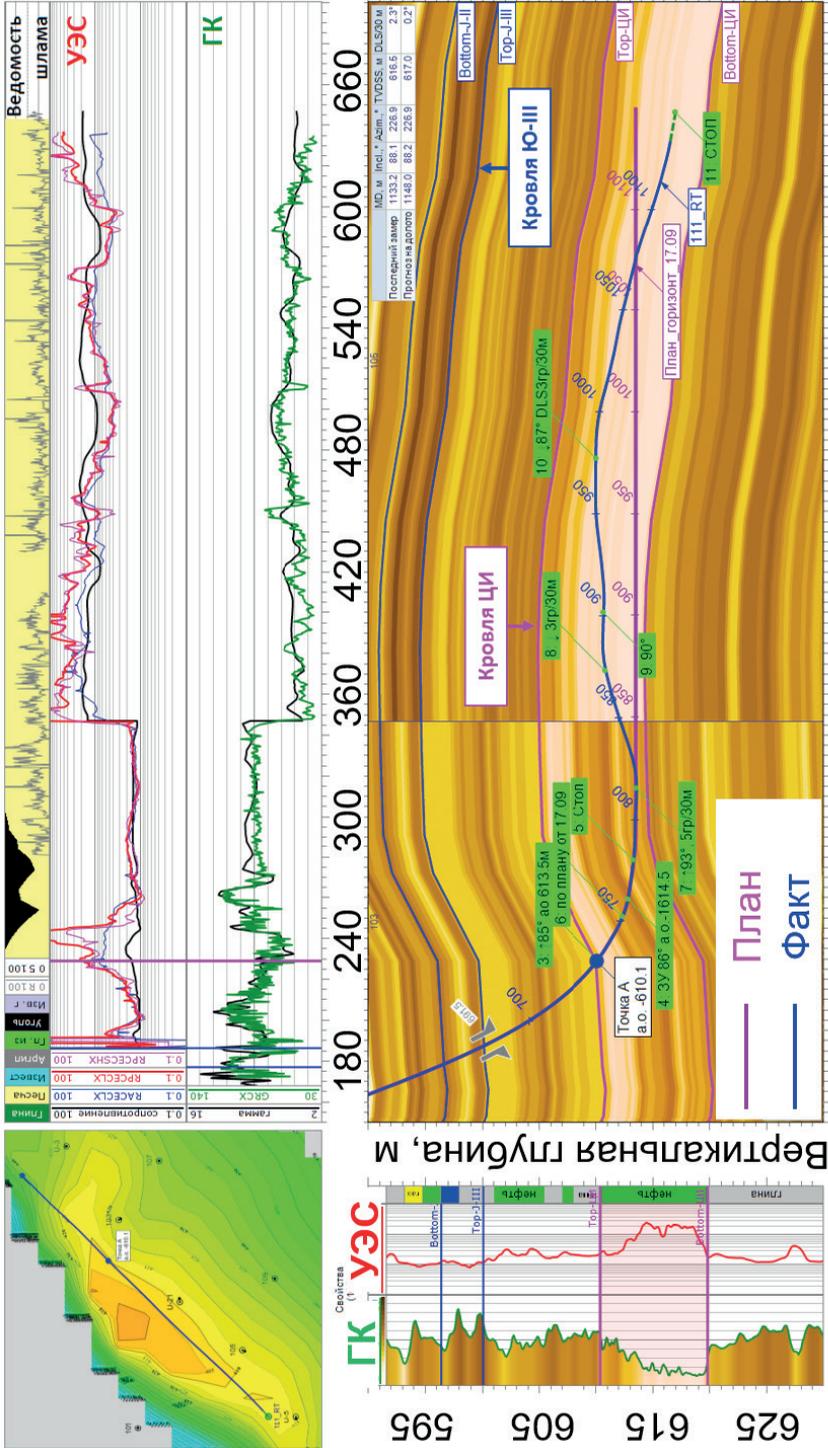
Каждая горизонтальная скважина закладывалась с определенными геологическими целями, которые были успешно достигнуты специалистами АО «Эмбаунайгаз», несмотря на имеющиеся высокие риски и неопределенности. Применение геонавигации и корректировка траекторий скважин в процессе бурения позволили максимально эффективно проложить горизонтальные стволы в нефтенасыщенных коллекторах целевых горизонтов, что положительно отразилось на скважинной добыче.

Успешно выполнить данный проект удалось за счет командной работы инженеров по бурению, геологов, разработчиков и технологов, а также за счет грамотно поставленной цели и создание детального плана работ на каждой стадии реализуемого проекта.

В дальнейшем, АО «Эмбаунайгаз» планирует бурение горизонтальных скважин с целью освоения залежей высоковязкой нефти, залегающих на вертикальной глубине до 300 м и ежегодно увеличивать долю горизонтальных скважин в фонде эксплуатационных скважин. 

## ЛИТЕРАТУРА

- 1 Тыран Серик, Гиземан Карл, Лукпанов Акимжан. Максимальная проходка по продуктивному интервалу при бурении горизонтальных скважин с технологией многопластового картирования разреза. Пример из Кызылординской области. Презентация на Ежегодной Каспийской технической конференции и выставке SPE, 31 октября – 2 ноября 2018 г. Астана. [Tyran S., Gizeman K., Lukpanov A. Maksimal'naya prokhodka po produktivnomu intervalu pri burenii gorizont'al'nyh skvazhin s tekhnologiej mnogoplastovogo kartirovaniya razreza. Primer iz Kyzylordinskoj oblasti. Prezentaciya na ezhegodnoj Kaspijskoj tehničeskoj konferencii i vystavke SPE, 31 oktyabrya – 2 noyabrya, 2018 g.
- 2 F.J. Macintyre, D.L. See, et al. 1992. Key to successful application of horizontal wells in Rainbow Carbonates.



Длина горизонтальной проекции, м

Приложение 1 – Месторождение Узас Восточный.  
Финальная геонавигационная модель скважины 111

