

УДК 622.276.57
МРНТИ 52.47.19

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

**Р.Н. Утеев¹, А.С. Марданов¹, Р.А. Юсубалиев¹, А.А. Ергалиев¹,
К.Б. Ашимов², Б.К. Жиенбаев²**

¹ Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Атырау, Казахстан

² ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Нур-Султан, Казахстан

Количество месторождений, достигнувших IV стадии разработки, с каждым годом увеличивается. Из-за высокого уровня обводненности становится сложным выработать остаточные извлекаемые запасы. Также в связи с ростом доли высоковязких нефтей в Казахстане усложняется задача их эффективной разработки. Разработка терригенных коллекторов, имеющих сложное построение и содержащих высоковязкую нефть, характеризуется, как правило, низкими темпами отборов и коэффициентами извлечения нефти. В настоящее время технологии, обеспечивающие высокую эффективность разработки таких месторождений, весьма затратны.

В связи с этим разработка нефтяных месторождений с помощью введения в эксплуатацию горизонтальных скважин становится более востребованной, способной увеличить эффективность разработки запасов нефти. Бурение горизонтальных скважин рассматривается на:

- *водоплавающих залежах с низким охватом разработки пласта ввиду высокого уровня обводненности. Высокие уровни обводненности обусловлены прорывами подошвенной воды и ухудшенным техническим состоянием скважин (заколонные перетоки, износ и негерметичность колонны, разгерметизация ранее изолированных интервалов и плохое качество сцепления цемента);*
- *маломощных, не вовлеченных в разработку пластах. В основном, маломощные пласты не вовлечены в разработку из-за низких показателей вертикальных скважин;*
- *на горизонтах с высоковязкой нефтью. В высоковязких горизонтах закачиваемая вода прорывается к забою добывающих скважин по подошве коллектора, когда горизонт не вырабатывается.*

Также в Атырауской области разрабатываются месторождения с трудно-извлекаемыми запасами (месторождения с высокой вязкостью нефти и низкой проницаемостью продуктивного горизонта). Именно в таких месторождениях уже пробурены и будут пробурены в дальнейшем горизонтальные скважины.

В представленной статье рассматриваются результаты анализа пробуренных горизонтальных скважин м. Северная Волга и Акнур.

Ключевые слова: запасы, вязкость, коллектор, обводненность, горизонтальная секция.

Месторождение Северная Волга

Месторождение Северная Волга разрабатывается с 2013 г., и по последнему утвержденному проектному документу выделены 2 эксплуатационных объекта:

- I эксплуатационный объект – Апт-неоком;
- II эксплуатационный объект – Ю-I.

На текущую дату накопленная добыча нефти по месторождению превышает более 150 тыс. т. Основная доля добычи нефти приходится на II объект (65%), где сосредоточены основные запасы (54% геологических и 61% извлекаемых).

Месторождение Акнур

Месторождение Акнур открыто в 1986 г. и введено в промышленную разработку в 1998 г. По последнему проектному документу выделены 4 эксплуатационных объекта:

- I эксплуатационный объект – Ю-I;
- II эксплуатационный объект – Ю-II;
- III эксплуатационный объект – Ю-III;
- IV эксплуатационный объект – Ю-IV+ Ю-V.

Вязкость нефти горизонта Ю-I равен 90 сПз, по остальным юрским горизонтам

вязкость нефти в пределах 25–30 сПз. По первому объекту из-за высокой вязкости нефти выработанность извлекаемых запасов низкая – 25%. Остальные эксплуатационные объекты характеризуются как водоплавающие горизонты. Основная доля накопленной добычи приходится на III и IV объекты.

Методика по оценке эффективности горизонтальных скважин

Эффективность горизонтальных скважин оценивается по утвержденной «Методике по оценке технико-экономической эффективности буровых работ и геолого-технических мероприятий».

В первую очередь скважина должна отработать не менее 30 дней, чтобы провести анализ успешности. Если фактические показатели на уровне более 90% от плановых, то скважина считается успешной.

Оценка экономической эффективности осуществляется за скользящий период. При мониторинге фактических/ожида-

емых результатов эффективности ГТМ и бурения необходимо представлять оценку с учетом ожидаемых (прогнозных) периодов, которые бы в сумме с фактическим периодом составляли скользящий период 5 лет для буровых работ.

Оценка эффективности горизонтальной скважины м. Северная Волга

На сегодняшний день на м. Сев. Волга пробурена и введена в 2019 г. в эксплуатацию единственная скв. №100 на II объекте.

При заложении ГС №100 за основание были взяты данные соседних скважин и последняя геолого-гидродинамическая модель. Целевой горизонт Ю-1 коррелируется по всем соседним скважинам, мощность продуктивных интервалов составляет около 10 м. Все соседние скважины работают с высокими показателями добычи нефти. Показатели карты остаточных подвижных запасов нефти высокие.

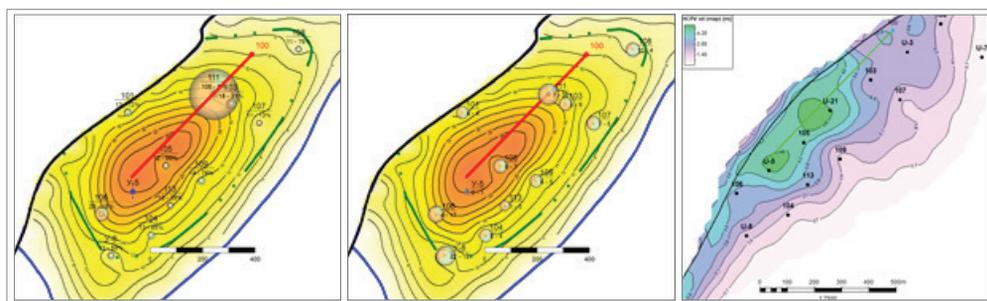


Рисунок 1. Карты текущих и накопленных отборов II объекта и остаточных подвижных запасов нефти горизонта Ю-1

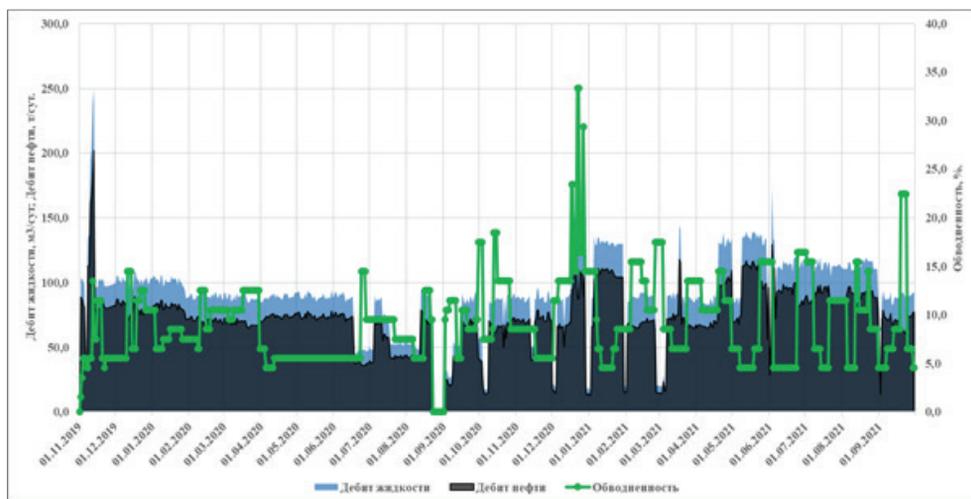


Рисунок 2. Динамика добычи скв. 100, м. Северная Волга

Скв. 100 с момента ввода в эксплуатацию работает с высоким дебитом нефти и низким уровнем обводненности: при плановом дебите 20 т/сут и обводненности 30%, средний фактический дебит нефти с

момента ввода в эксплуатацию составляет 72,2 т/сут, при обводненности 3%. Накопленная добыча нефти за 2 года превышает 45 тыс. т.

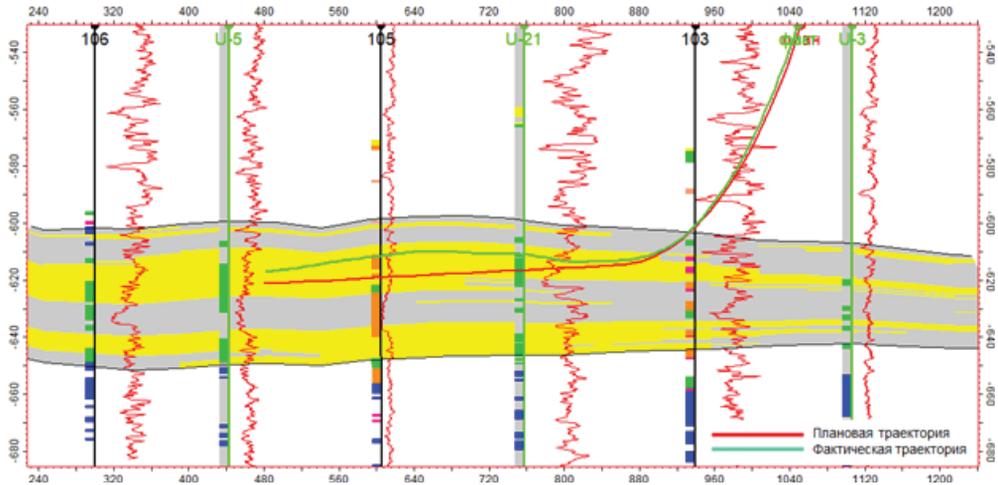


Рисунок 3. Профиль ГС №100, м. Северная Волга

Как видно из профиля скважины, фактическая траектория скважины расположена выше плановой. Также при заложении скважины учитывались показатели карты остаточных подвижных запасов, и фактическая добыча скважины подтверждает

наличие высокой концентрации остаточных извлекаемых запасов. На текущую дату скважина работает с дебитом нефти 77 т/сут при обводненности 4,5%, и это до сих пор, по истечении 23 мес, считается успешным.

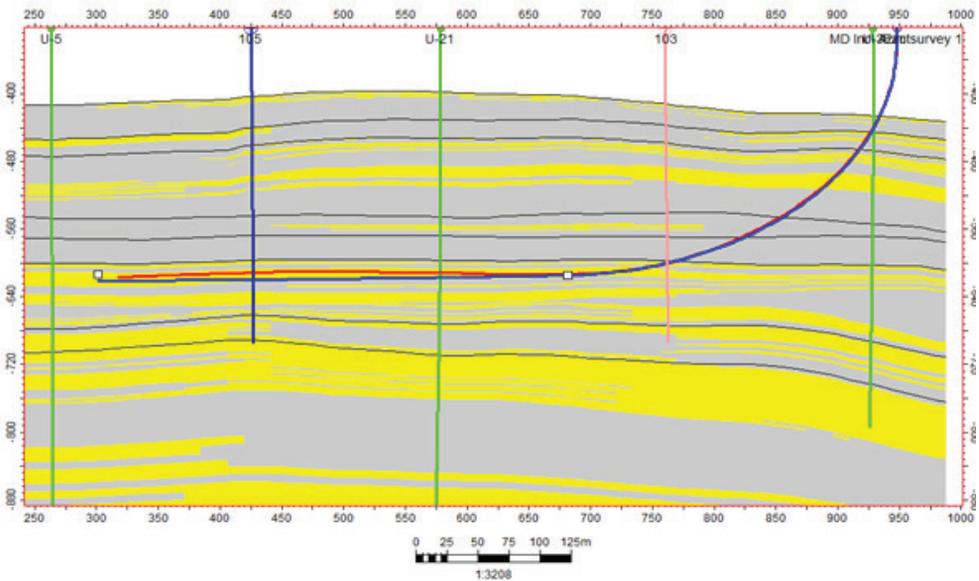


Рисунок 4. Геонавигация ГС №100, м. Северная Волга

Скв. 100 пробурена с корректировкой траектории для направления ствола

скважины в перспективную часть коллектора в результате пересечения района с

повышенной глинизацией. Перед бурением рассмотрены как оптимистичный, так и пессимистичный сценарии. Доля коллектора составляет 65,7% песчаника с углеводородами (далее – УВ). В транспортной и горизонтальной секции использовался сокращенный комплекс геофизических исследований скважин (далее – ГИС) (LWD) – Гамма-картоаж, Удельное электрическое сопротивление, что осложнило картирование границ коллектора. Рекомендуется в условиях литологической неоднородности использование полного комплекса ГИС (LWD), а также проводить корректировку траектории по зенитному углу и по ази-

муту бурения для прокладки в интервале улучшенных фильтрационно-емкостных свойств.

Оценка эффективности горизонтальных скважин м. Акнур

По м. Акнур были пробурены 3 ГС: 2 скв. на IV объекте и 1 скв. на I объекте.

На IV объекте вертикальные добывающие скважины работают с высоким отбором жидкости – в пределах 100 м³/сут при обводненности 90–95%. Продуктивные горизонты относятся к водоплавающим залежам. В нагнетательном фонде работают 4 скв.

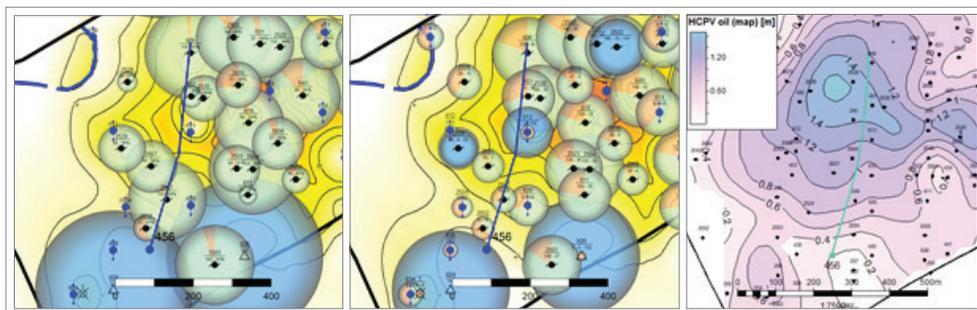


Рисунок 5. Карты текущих и накопленных отборов IV объекта и остаточных подвижных запасов нефти горизонта Ю-V

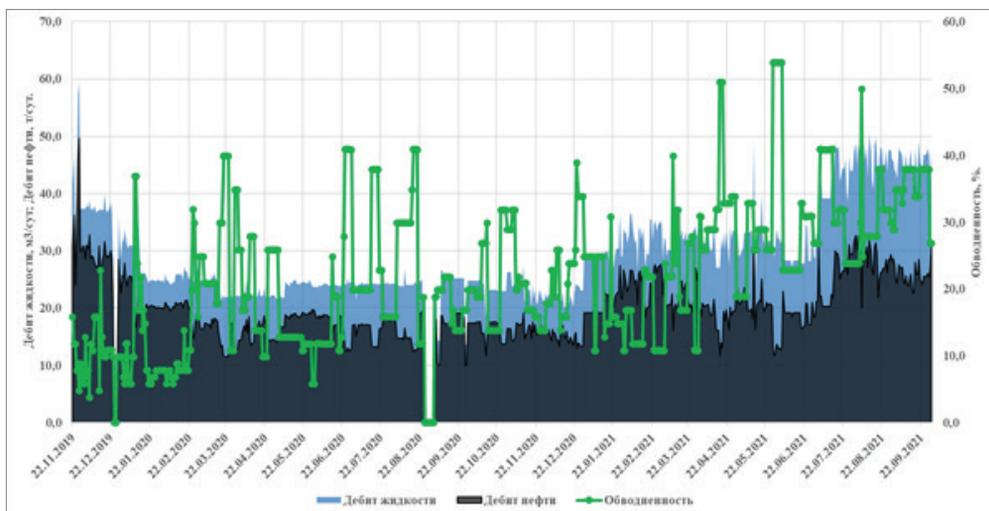


Рисунок 6. Динамика добычи скв. 456, м. Акнур

Скв. 456 была пробурена и введена в эксплуатацию в 2019 г. С момента запуска и до текущего дня скважина работает с высоким дебитом нефти. На текущую дату работает с дебитом нефти 30,8 т/сут при плане в 18 т/сут. Накопленная добыча за 2 года превышает 10 тыс. т. За это время

уровень обводненности находится в пределах 30%, хотя скважина пробурена на водоплавающем горизонте. Медленный рост обводненности, вероятнее всего, обусловлен с отсутствием закачки именно на этом горизонте, т.е. нагнетательные скважины работают на горизонте Ю-IV.

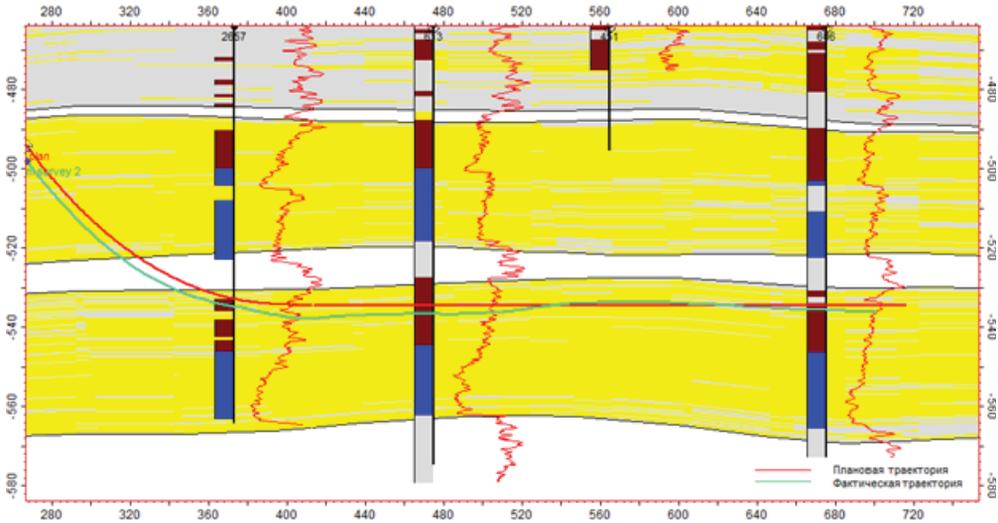


Рисунок 7. Профиль ГС №456, м. Акнур

ГС №456 достигла поставленных геологических целей: пройти по кровле пласта, учитывая близость водонефтяного контакта (далее – ВНК). Длина горизон-

тальной секции составила 369 м с долей вскрытия коллектора 86,9%. Работу скважины вполне можно считать успешной.

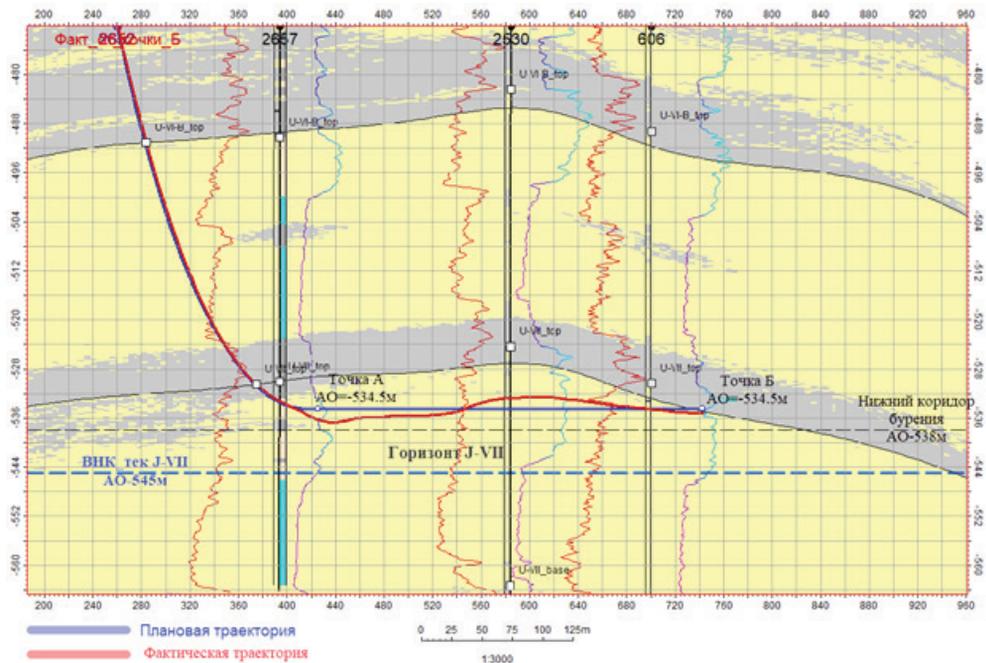


Рисунок 8. Геонавигация ГС №456, м. Акнур

Процент вскрытия коллектора невелик по причине неподтверждения роста структуры в азимуте бурения и приближения к кровле горизонта I-не. Далее продолжено бурение со сбросом зенитного

угла и выход на а.о. -652 м с зенитным углом 90°.

ГС №481 также пробурена на IV объекте. Целевой горизонт Ю-IV также относится к водоплавающим залежкам.

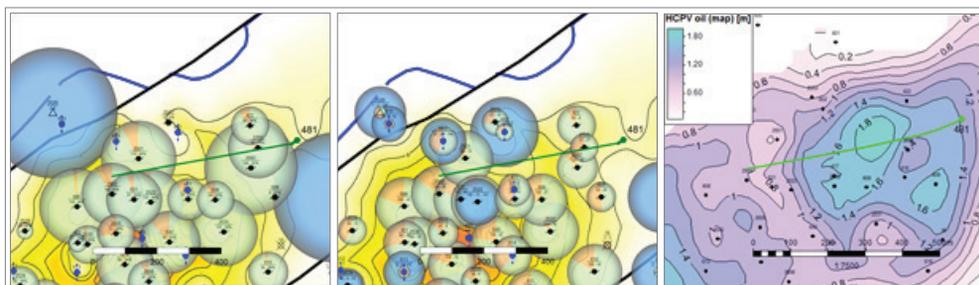


Рисунок 9. Карты текущих и накопленных отборов IV объекта и остаточных подвижных запасов нефти горизонта Ю-IV

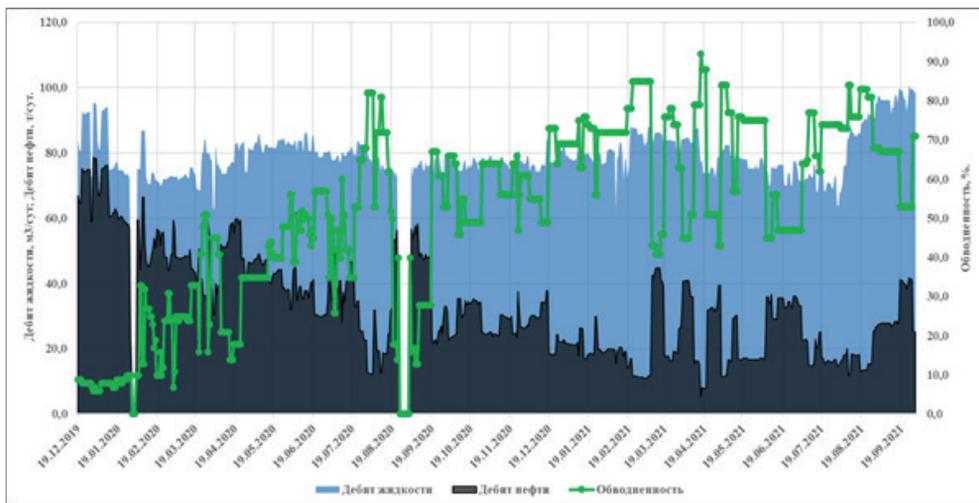


Рисунок 10. Динамика добычи скв. 481, м. Акнур

Скв. 481 была пробурена и введена в эксплуатацию в 2019 г. Скважина вступила в эксплуатацию с дебитом нефти выше 60 т/сут при плановом дебите 20 т/сут. Наблюдается постепенный рост обводненно-

сти. На текущую дату скважина работает с дебитом нефти 25,1 т/сут, обводненность достигла 71%. Накопленная добыча нефти за 22 мес превышает 20 тыс. т.

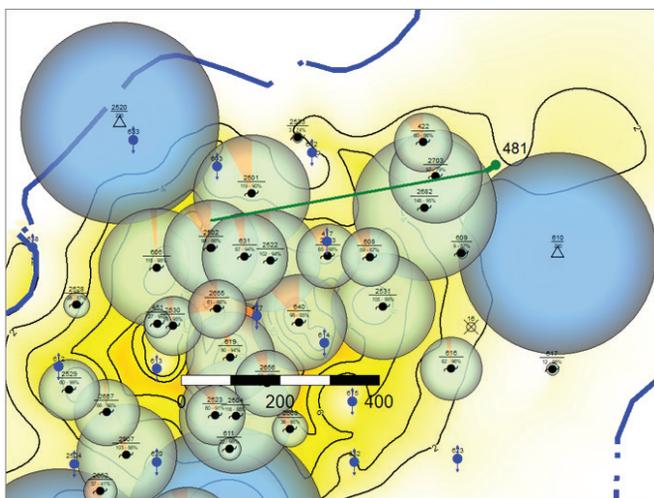


Рисунок 11. Карта текущих отборов IV объекта, м. Акнур

Рост обводненности связан с закачкой соседних нагнетательных скважин №№ 2520 и 610. Обе нагнетательные скважины работают на горизонте Ю-IV, приемистость скважин составляет около 250 м³/сут. В целом по объекту наблюдается

недокомпенсация. Текущая компенсация составляет порядка 70%, а накопленная компенсация составляет 65%. В связи с этим отключение нагнетательных скважин на продолжительное время не рассматривается.

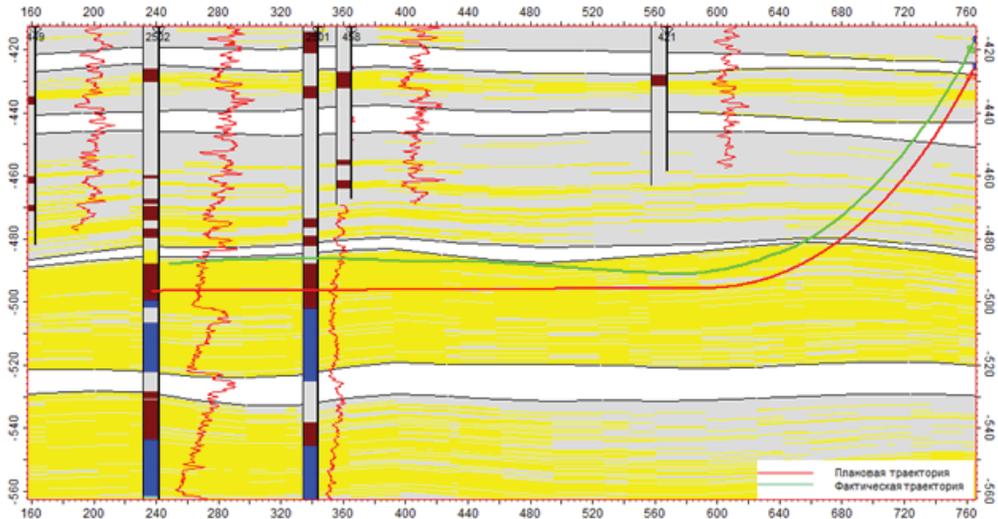


Рисунок 12. Профиль ГС №481, м. Акнур

ГС №481 бурилась с набором угла более 90° для максимального удаления от ВНК. Траектория проходила наиболее близко к кровле целевого пласта Ю-IV, для чего во время бурения производились корректировки траектории с учетом структуры залегания пласта. Длина горизонтальной секции составляет 351 м с долей вскрытия коллектора 84%.

Несмотря на высокую обводненность, скважина всё ещё работает с дебитом

нефти выше планового. Работу скважины вполне можно считать успешной.

ГС №472 пробурена на I объекте. Вертикальные добывающие скважины работают с низким отбором жидкости. Средний дебит жидкости в пределах 10 м³/сут, обводненность выше 85%. В связи с высокой вязкостью нефти подошвенная вода прорывается к забою скважины.

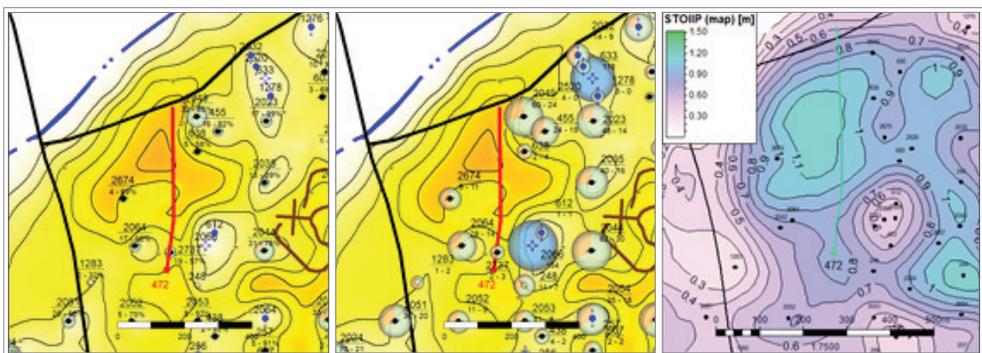


Рисунок 13. Карты текущих и накопленных отборов I объекта и остаточных подвижных запасов нефти горизонта Ю-I

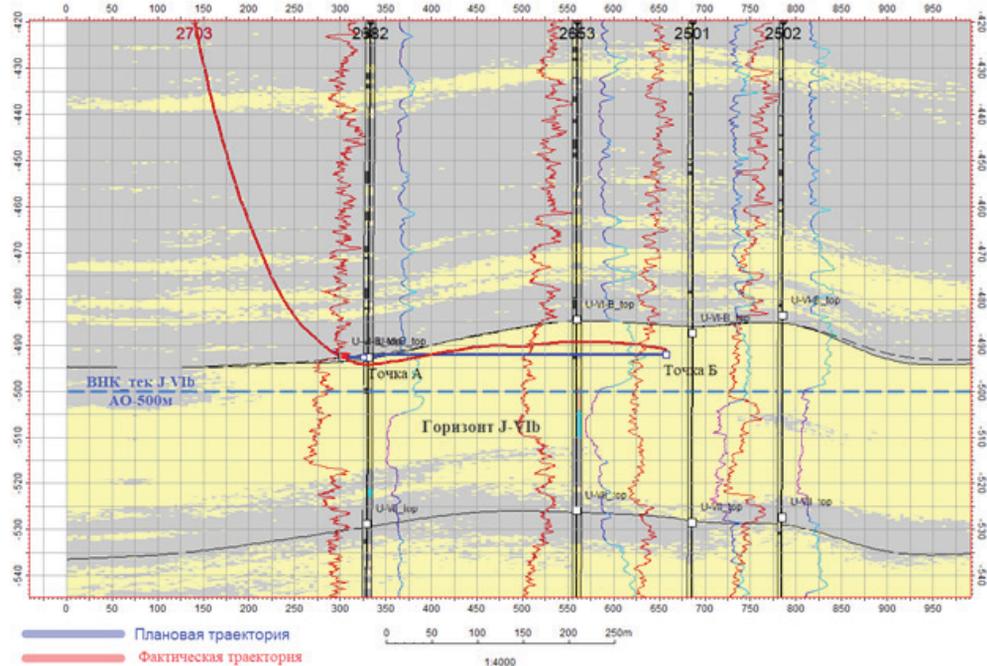


Рисунок 14. Геонавигация ГС №481, м. Акнур

Скв. 481 успешно достигла поставленных геологических целей с сопровождением геонавигацией. В процессе проводки наблюдались отклонения по азимуту и углу бурения, в связи с чем выдавались рекомендации на корректировку

траектории для предотвращения выхода за пределы целевой зоны и возвращения к плановой траектории. Фактическая длина горизонтального участка составила 345,9 м с долей вскрытия коллектора 79,79%.

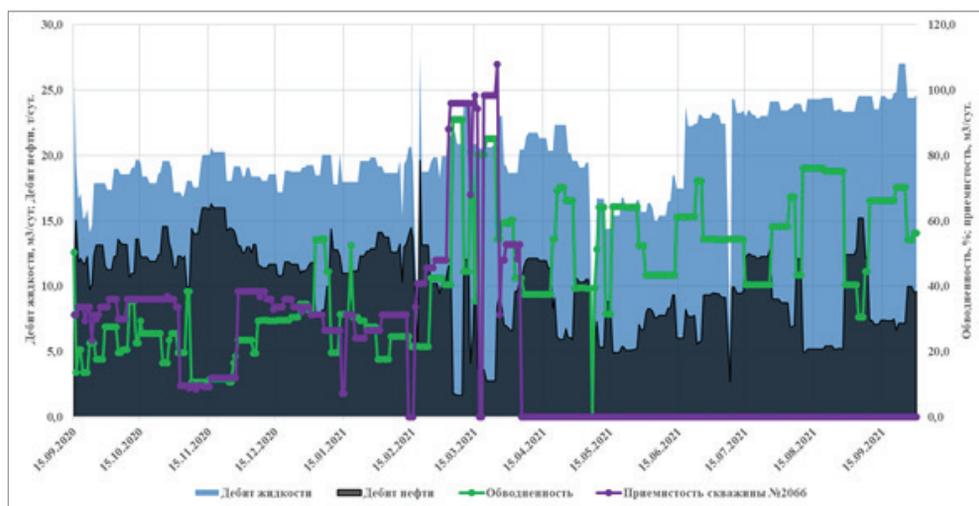


Рисунок 15. Динамика добычи скв. 472, м. Акнур

Скважина вступила в эксплуатацию в 2020 г. с дебитом нефти 11,5 т/сут при плановом дебите 10 т/сут. До февраля 2021 г.

скважина работала с дебитом нефти более 10 т/сут. Далее наблюдается рост обводненности. Обводненность соседних

вертикальных – выше 60%. К концу января 2021 г. обводненность выросла. Рост обводненности обусловлен с влиянием закачки нагнетательной скв. 2066. В январе была увеличена приемистость нагнетательной скв. 2066. После увеличения объема закачки также по соседним вер-

тикальным скв. 2044 и 2064 наблюдается резкий рост обводненности. В связи с отрицательным влиянием, скважину в феврале отключили. Далее после отключения нагнетательной скв. 2066, обводненность постепенно снизилось во всех добывающих скважинах.

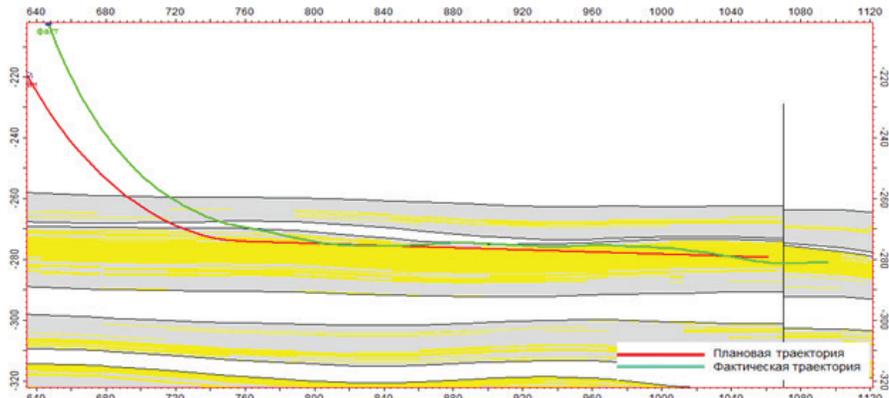


Рисунок 16. Профиль ГС №472, м. Акнур

Накопленная добыча нефти превышает 3 тыс. т. На текущую дату скважина работает с дебитом нефти 9,6 т/сут, при

обводненности 56%. Работу скважины вполне можно считать успешной.

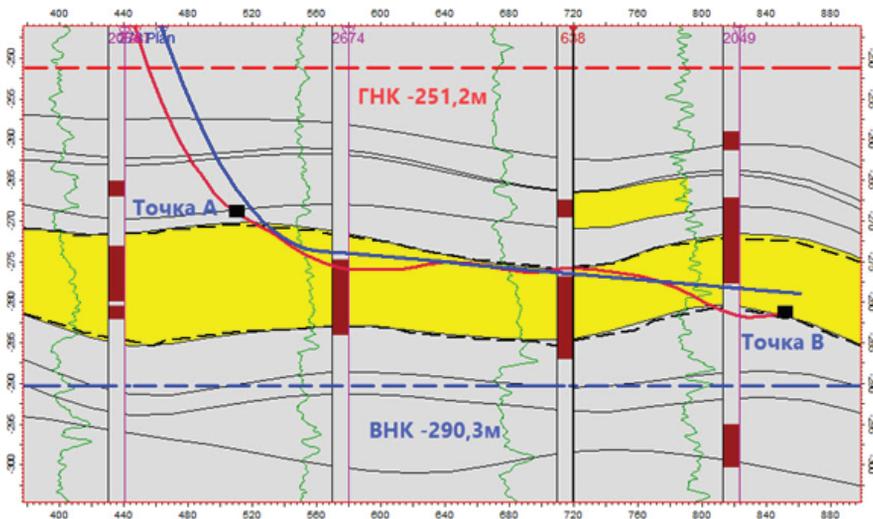


Рисунок 17. Геонавигация ГС №472, м. Акнур

Скв. 472 успешно достигла поставленных геологических целей с сопровождением геонавигацией. В процессе проводки наблюдались отклонения по азимуту и углу бурения, в связи с чем выдавались рекомендации на корректировку траектории для предотвращения выхода за пределы целевой зоны и возвращения к плано-

вой траектории.

Фактическая длина горизонтального участка составила 376,3 м с долей вскрытия коллектора 90%. На долю непродуктивной части приходится глинистый песчаник кровли и подошвы целевого горизонта, что связано с нестабильностью удержания планового угла бурения при исполь-

зовании винтовых забойных двигателей. Рекомендуется в неглубоких скважинах и скважинах с небольшой мощностью коллектора бурить с помощью РУС.

Выводы

Бурение ГС позволяет повысить продуктивность скважины за счет увеличения зоны дренирования, даже в маломощных горизонтах обеспечивает более медленный рост обводненности по сравнению с вертикальными скважинами, дает возможность вовлечь в разработку пласты с низкими коллекторскими свойствами и высоковязкой нефтью.

ГС м. Акнур и Северная Волга достигли своих поставленных геологических целей. На текущую дату фактические показатели трех горизонтальных скважин как минимум в 1,5 раза выше плановых показателей.

По результатам оценки экономической рентабельности, наиболее успешной оказалась ГС №100 м. Северная Волга: индекс доходности (PI) превышает 15. Самый низкий индекс доходности у скв. 472 – около 1,5. Все ГС являются экономически рентабельными. В связи с этим в дальнейшем рекомендуется бурение горизонтальных скважин и на других объектах.

Список использованной литературы

1. Богданов В.Л., Медведев В.Л. Анализ результатов бурения и эксплуатации горизонтальных скважин на Федоровском месторождении. – Нефтяное хозяйство, 2000, № 8, с. 30–42. // Bogdanov V.L., Medvedev V.L. Analiz rezul'tatov bureniya i ekspluatatsii gorizonta'lnyh skvazhin na Fedorovskom mestorozhdenii [Analysis of the results of drilling and operation of horizontal wells at the Fedorovsky field]. – Neftyanoe hozyaystvo [Oil industry], 2000, No. 8, pp. 30–42.
2. Колонских А. Добыча высоковязкой нефти. – Lambert Academic Publishing, 2013, 152 с. // Kolonskih A. Dobycha vysokovязkoi nefi [Production of high-viscosity oil]. – Lambert Academic Publishing, 2013, 152 p.
3. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учебник для вузов. – М., ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002 г., 632 с. // Basarygin Ju.M., Bulatov A.I., Proselkov Yu.M. Tehnologiya bureniya neftyanyh i gazovyh skvazhin: Uchebnik dlya vuzov [Technology of oil and gas wells drilling: Textbook for higher education]. – Moscow, ООО «Nedra-Biznescentr», 2002, 632 p.

ЖАЗЫҚ ҰҢҒЫМАЛАРДЫҢ ТИІМДІЛІГІН БАҒАЛАУ

**Р.Н. Утеев, А.С. Марданов, Р.А. Юсубалиев, А.А. Ергалиев,
К.Б. Ашимов, Б.К. Жиенбаев**

«ҚМГ Инжиниринг» ЖШС Атыраулық филиалы, Атырау қ-сы, Қазақстан
«ҚМГ Инжиниринг» ЖШС, Нұр-Сұлтан қ-сы, Қазақстан

Жылдан жылға игерудің IV кезеңіне жеткен кен орындар саны өсіп жатыр. Сулану деңгейінің жоғарғы көрсеткіштерінің әсерінен қалған мұнай қорын толығымен игеру қиын болады. Тұтқырлығы жоғары мұнай қорының Қазақстан бойынша үлесінің өсуіне байланысты кен орындарды тиімді игеру қиындайды. Геологиялық құрылысы жағынан қиын және жоғары тұтқырлы мұнайы бар терригенді коллекторлары төменгі іріктеу қарқыны және мұнай шығару коэффициентімен сипатталады. Қазіргі уақытта, осындай кен орындарды тиімді игеруді қамтасыздандыра алатын технологиялардың шығындары өте көп.

Осы жағдайға байланысты кен орындарды жазық ұңғымалармен игеру қажеттілігі өсіп жатыр. Осы технологияны қолдану арқылы кен орының игеру тиімділігін өсіре аламыз. Жазық ұңғымаларды бұрғылау келесі жағдайларда қарастырылады:

- суланудың жоғары деңгейіне әсерінен игеруі төмен қамтылатын суқалқымалы шоғырларда. Судың жоғары деңгейі табан судың бұзылуымен және ұңғымалардың техникалық жағдайының нашарлауымен байланысты (бағананың ағуы, бағананың тозуы және ағып кетуі, бұрын оқшауланған аралықтардың ашылуы және цементтің бірігу сапасының нашарлығы);
- коллектор қалың еместігіне байланысты игеруге қатыспаған қабаттарда. Негізінен қалың емес қабаттар вертикальды ұңғымалардың төмен көрсеткіштеріне

байланысты игеруге аз қатысады;

- жоғары тұтқырлы мұнай қабаттарында. Жоғары тұтқырлы мұнай қабаттарында, айдалатын су қабат өндірілмеген кезде коллектордың табаны бойымен өндіруші ұңғымалардың түбіне қарай ағады.

Атырау облысында да қиын өндірілетін қорлар игерілуде. Осындай кен орындарда горизонтальды ұңғылар қазылды және қазылуы жоспарлануда.

Бұл ғылыми мақалада Солтүстік Волга және Ақнұр кен орындарында қазылған горизонтальды ұңғымалардың талдауы қарастырылады.

Негізгі сөздер: қор, тұтқырлық, коллектор, сулану деңгейі, горизонталь секциясы.

THE EVALUATION OF THE EFFICIENCY OF HORIZONTAL WELLS

**R.N. Uteev, A.S. Mardanov, R.A. Yussubaliyev, A.A. Yergaliyev,
K.B. Ashimov, B.K. Zhienbayev**

Atyrau branch of "KMG Engineering LLP", Atyrau, Kazakhstan
KMG Engineering LLP, Nur-Sultan, Kazakhstan

The number of fields that have reached stage IV of development is increasing every year. Due to the high level of water cut, it becomes difficult to develop residual recoverable reserves. Also, due to the increase in the share of high-viscosity oils in Kazakhstan, the task of their effective development becomes more complicated. The development of terrigenous reservoirs, which have a complex structure and contain high-viscosity oil, is usually characterized by low production rates and oil recovery factors. Currently, technologies that ensure high efficiency in the development of such deposits are very expensive.

In this regard, the development of oil fields through the commissioning of horizontal wells is becoming more in demand, capable of increasing the efficiency of developing oil reserves. Drilling of horizontal wells is considered for:

- *floating reservoirs with low reservoir production coverage due to high water cut. High levels of water cut are due to breakthroughs of bottom water and degraded technical condition of wells (annular flows, wear and leakage of the string, depressurization of previously isolated intervals and poor quality of cement adhesion);*
- *thin layers, not involved in the production. Basically, thin layers are not involved in the production due to the low performance of vertical wells;*
- *on horizons with high-viscosity oil. In highly viscous horizons, the injected water breaks through to the bottom of production wells along the base of the reservoir when the horizon is not developed.*

Also in the Atyrau region, fields with hard-to-recover reserves (fields with high oil viscosity and low permeability of the productive horizon) are being developed. It is in such fields that horizontal wells have already been drilled and will be drilled in the future.

The presented article discusses the results of the analysis of the drilled horizontal wells in the North Volga and Aknur oil fields.

Key words: reserves, viscosity, reservoir, water cut, horizontal section.

Информация об авторах

Утеев Рахим Нагангалиевич – директор филиала, uteyev.r@llpcmg.kz.

***Марданов Алтынбек Сүлейменұлы** – первый заместитель директора филиала по геологии и разработке, mardanov.a@llpcmg.kz.

Юсубалиев Ренат Асылбекович – руководитель службы мониторинга разработки, yussubaliyev.r@llpcmg.kz.

Ерғалиев Асылхан Амантайұлы – ведущий инженер службы мониторинга разработки, yergaliyev.a@llpcmg.kz.

Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Атырау, Казахстан

Ашимов Канат Берикханович – эксперт службы онлайн бурения, k.ashimov@niikmg.kz.

Жиенбаев Берик Кенжебекович – руководитель службы онлайн бурения, b.zhiyenbayev@niikmg.kz.

ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Нур-Султан, Казахстан

**Автор, ответственный за переписку*