

УДК 622.243.24

МРНТИ 52.47.27

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108616>

Получена: 04.10.2022.

Одобрена: 16.03.2023.

Опубликована: 30.03.2023.

Оригинальное исследование

Анализ эффективности эксплуатации горизонтальных скважин на месторождении «Х» АО «Эмбаунайгаз»

А.С. Майлыбаев, Р.Н. Утеев, Т.С. Джаксылыков, А.А. Бектас, А.Б. Ниязбаева

Атырауский филиал КМГ Инжиниринг, г. Атырау, Казахстан

АННОТАЦИЯ

В связи с ростом доли трудноизвлекаемых запасов нефти задача их разработки становится всё более актуальной. Разработка коллекторов, имеющих сложное геологическое строение, обуславливается низкими темпами отборов и значениями коэффициента извлечения нефти. В данной статье рассматривается эффективность применения технологии бурения горизонтальных скважин на месторождении Х с целью увеличения эффективности разработки и зоны охвата нефтяных залежей. На месторождении Х была успешно пробурена горизонтальная скважина, ствол которой достигает 1000 м. За всё время на месторождении были пробурены 4 горизонтальных скважин, за исключением уже одной упомянутой, длина стволов других скважин варьируются от 300 до 358 м.

Ключевые слова: технология бурения, горизонтальные скважины, продуктивный горизонт, обводненность, выработка, коэффициент извлечения нефти.

Как цитировать:

Майлыбаев А.С., Утеев Р.Н., Джаксылыков Т.С., Бектас А.А., Ниязбаева А.Б. Анализ эффективности эксплуатации горизонтальных скважин на месторождении «Х» АО «Эмбаунайгаз» // *Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана*. 2023. Том 5, №1. С. 102–116. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108616>.

UDC 622.243.24

CSCSTI 52.47.27

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108616>

Received: 04.10.2022.

Accepted: 16.03.2023.

Published: 30.03.2023.

Original article

Analysis of the efficiency of horizontal wells operation at the field “X” of Embamunaigas JSC

**Alekhan S. Mailybayev, Rakhim N. Uteyev, Talgat S. Jaksylykov,
Azamat A. Bektas, Ainur B. Niyazbayeva**

Atyrau branch of KMG Engineering, Atyrau, Kazakhstan

ABSTRACT

Due to the growing share of hard-to-recover oil reserves, the task of their development becomes more urgent. The development of reservoirs with a complex geological structure is caused by low rates of sampling and values of the oil recovery coefficient. This article discusses the effectiveness of the application of horizontal well drilling technology at field X in order to increase the efficiency of development and coverage of oil deposits. A horizontal well was successfully drilled at the X field, the trunk of which reaches up to 1,000 m. For all the time, 4 horizontal wells have been drilled at the field, with the exception of the one already mentioned, the length of the trunks of other wells vary from 300 to 358 m.

Keywords: *drilling technology, horizontal wells, productive horizon, water cut, production, oil recovery coefficient.*

To cite this article:

Mailybayev AS, Uteyev RN, Jaksylykov TS, Bektas AA, Niyazbayeva AB. Analysis of the efficiency of horizontal wells operation at the field “X” of Embamunaigas JSC. *Kazakhstan journal for oil & gas industry.* 2023;5(1):103–116. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108595>.

ӨОЖ 622.243.24

ҒТАХР 52.47.27

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108616>

Қабылданды: 04.10.2022.

Мақұлданды: 16.03.2023.

Жарияланды: 30.03.2023.

Түпнұсқа зерттеу

«Ембімұнайгаз» АҚ «Х» кен орнында көлденең ұңғымаларды пайдалану тиімділігін талдау

А.С. Майлыбаев, Р.Н. Утеев, Т.С. Джақсылықов,

А.А. Бектас, А.Б. Ниязбаева

ҚМГ Инжиниринг Атыраулық филиалы, Атырау қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Қиын өндірілетін мұнай қорлары үлесінің өсуіне байланысты оларды игеру өзекті мәселелердің бірі болып келеді. Күрделі геологиялық құрылымы бар коллекторларды игеру төмен іріктеу қарқынымен және мұнай шығару коэффициентінің мәндерімен анықталады. Бұл мақалада мұнай кен орындарын игеру тиімділігі мен қамту аймағын арттыру мақсатында Х кен орнында көлденең ұңғымаларды бұрғылау технологиясын қолданудың тиімділігі қарастырылады. Х кен орнында көлденең ұңғыма сәтті бұрғыланды, оның оқпаны 1000 м-ге жетеді. Барлық уақытта кен орнында 4 көлденең ұңғыма бұрғыланды, жоғарыда айтылғандарды қоспағанда, басқа ұңғымалардың оқпандарының ұзындығы 300-ден 358 м-ге дейін өзгереді.

Негізгі сөздер: бұрғылау технологиясы, көлденең ұңғымалар, өнімді горизонт, сулану, өндіру, мұнай шығару коэффициенті.

Дәйексөз келтіру үшін:

Майлыбаев А.С., Утеев Р.Н., Джақсылықов Т.С., Бектас А.А., Ниязбаева А.Б. «Ембімұнайгаз» АҚ «Х» кен орнында көлденең ұңғымаларды пайдалану тиімділігін талдау // *Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы*. 2023. 5 том, №1, 103–116 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108595>.

Введение

История применения горизонтальных скважин (далее – ГС) для большего охвата продуктивных залежей и увеличения темпов разработки месторождения насчитывает более 50 лет. Ранее данный метод бурения применяли тогда, когда другие методы не обеспечивали достижения геологической цели.

Строительство ГС имеет ряд преимуществ перед другими профилями скважин и является предпочтительным, по сравнению с бурением большого количества вертикальных скважин (далее – ВС). Мировой опыт показывает, что стоимость 1 м проходки горизонтальной части ствола примерно на 30–40% выше стоимости бурения 1 м ВС, но дебиты в среднем в 5–10 раз больше, по сравнению с вертикальными. Удельные капиталовложения на 1 т добытой нефти из ГС в 2,2 раза меньше, чем по соседним ВС.

Как и любая новая технология, реализация горизонтального бурения является дорогостоящей, но несмотря на это, она положительно влияет на увеличение продуктивности скважин. Технологии разработки ГС могут быть столь существенными, что экономическая эффективность в перспективе значительно превысит первоначальные затраты на строительство скважин.

На опыте разработки Эмбинских месторождений неоднократно подтверждалась эффективность бурения ГС, которые значительно продлевают срок эксплуатации месторождения путем вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов нефти, тем самым превышая продуктивность в 8–10 раз, по сравнению с ВС. Также стоит отметить существенное сокращение объёма вредных выбросов в окружающую среду.

Несмотря на то, что строительство ГС более затратно, чем ВС, их применение имеет немало преимуществ:

- уменьшение суммарного количества скважин на месторождениях;
- преимущественное увеличение коэффициента извлечения нефти (далее – КИН);
- привлечение в разработку трудноизвлекаемых залежей нефтяных пластов;
- увеличение безводного периода эксплуатации скважин и срока разработки нефтегазовых месторождений.

В мировой практике было показано, что ГС особенно полезны как компонент процесса гидроразрыва пласта (далее – ГРП). ГРП помогает извлекать нефть и газ, например, из массивных сланцевых коллекторов. Эти месторождения часто недоступны для традиционного вертикального бурения из-за непроницаемости сланцевых пластов. Целью бурения ГС в данном случае является закачивание в сланец смеси воды, химикатов и гуаровой камеди. Сила этих нагнетаний разрушает породу, создавая трещины, через которые текут нефть и природный газ.

Однако имеется и ряд проблем при строительстве ГС, решение которых требует дальнейших исследований при внедрении технологии:

- геологическая неоднородность по простирацию пласта существенно влияет на формирование околоскважинных зон ГС;
- горизонтальное расположение ствола обуславливает асимметрию изменения свойств пласта в околоскважинных зонах;
- относительная вязкость флюидов и ограниченная толщина пласта изменяют характер проникновения фильтрата в пласт;
- вдоль ствола ГС происходит перераспределение удельного дебита, а в области забоя и устья формируются аномальные концевые эффекты по удельному притоку;
- неоднородность проницаемости вдоль ствола ГС увеличивает дифференциацию по удельному притоку;
- локальное нарушение целостности пласта при вскрытии влияет на продуктивность ГС;
- существуют трудности проведения сложных гидродинамических и геолого-технологических исследований в горизонтальных стволах.

Говоря о строении, горизонтальная скважина представляет собой наклонно-направленную скважину с зенитным углом более 90° и горизонтальным участком профиля большой протяжённости в продуктивном пласте в целях увеличения его нефтеотдачи (продуктивности).

Горизонтальный участок – часть ГС, расположенной в продуктивном пласте.

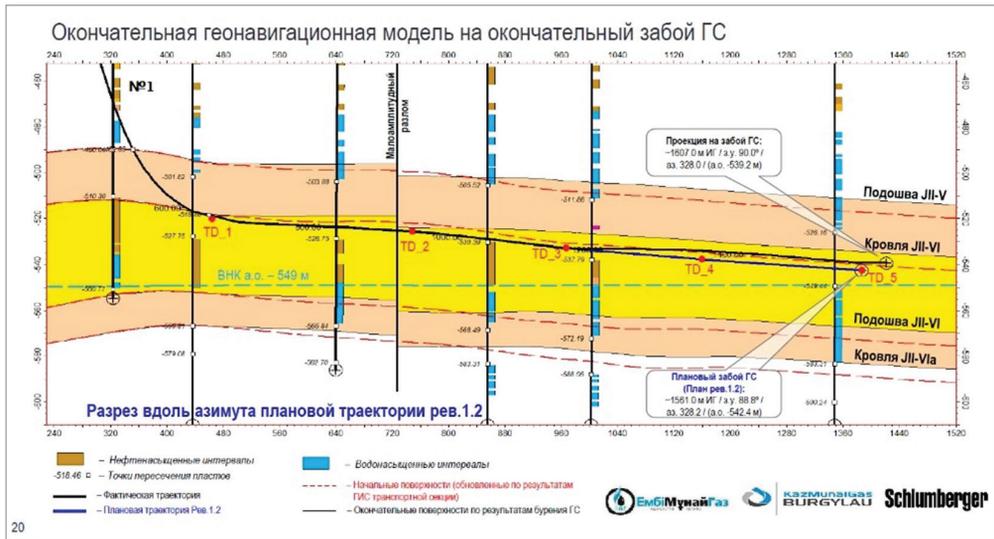


Рисунок 1. Профиль вскрытия пласта ГС № 1 над ВНК
Figure 1. Formation drilling profile of HC No. 1 above WOC

По типу профиля различают трёх-, четырёх- и пятиинтервальные ГС, по числу стволов – однозбойные и многозбойные.

В настоящее время в Казахстане и за рубежом наиболее распространена классификация типов ГС в соответствии с радиусом искривления: большим, средним и малым.

Оценка эффективности горизонтальной скважины месторождения X

За последние несколько лет на месторождениях АО «Эмбаунайгаз» было пробурено 26 ГС, в т.ч. одна из последних пробуренных скважин расположена на месторождении X, которая имеет длину горизонтального ствола 1000 м (скв. № 1), что является самой длинной скважиной группы компаний АО НК «КазМунайГаз».

На рис. 1 представлена модель профиля вскрытия пласта ГС №1 над водонефтяным контактом (далее – ВНК).

На месторождениях АО «Эмбаунайгаз» наблюдаются высокие темпы снижения добычи нефти. С целью повышения эффективности разработки было предусмотрено бурение ГС, эффективность которых заключается в увеличении отборов нефти (в отличие от ВС) и росте КИН.

Дебиты пробуренных на сегодняшний день ГС превышают дебиты ВС, что говорит об успешности бурения ГС на место-

рождениях АО «Эмбаунайгаз». В качестве примера рассмотрим эффективность бурения ГС на месторождении X.

Месторождение X приурочено к соляно-купольной структуре, которая имеет 3 крыла, примыкающих к центральному грабену: западное, юго-западное и северо-восточное (рис. 2). Промышленная нефтеносность установлена на северо-восточном крыле, в меловых и среднеюрских отложениях и на приграбеновой ступени – в аптских отложениях. В результате поисково-разведочного и в дальнейшем эксплуатационного бурения на северо-восточном крыле структуры было выявлено 7 нефтегазовых горизонтов в среднеюрских отложениях, 1 нефтеносный горизонт в среднеальпских и 1 нефтеносный горизонт в аптских отложениях.

По строению надсолевого комплекса отложений месторождение представляет собой трёхкрылую структуру, разделенную центральным грабеном. Крылья соответствуют склонам соляного поднятия и названы «Северо-восточное», «Юго-западное» и «Западное».

Нефть на месторождении характеризуется как малосмолистая, малосернистая, малопарафинистая, маловязкая на юре и высоковязкая на меловом горизонте, по плотности является средней. На 01.01.2022 г. на месторождении было отобрано 2,5 млн т нефти, что составляет

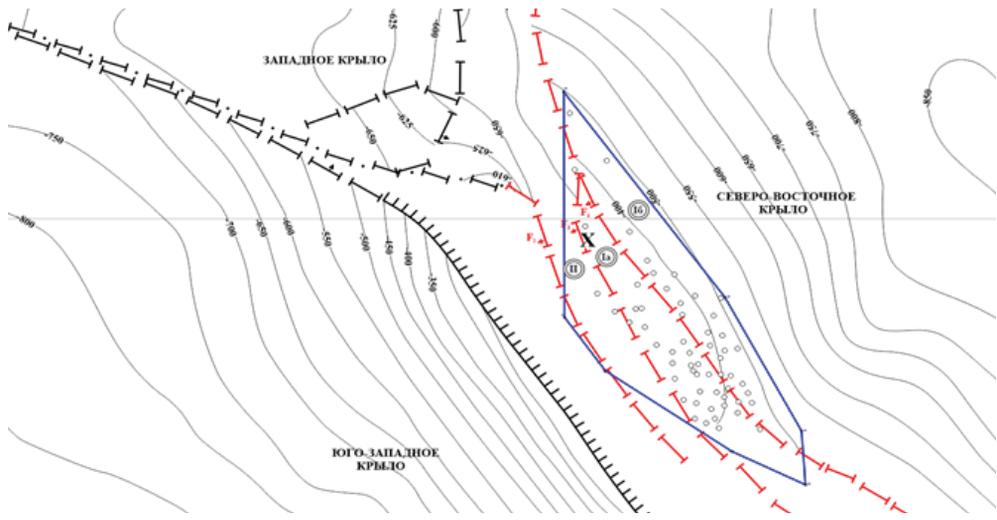


Рисунок 2. Структурная карта по отражающим горизонтам III, V, VI
Figure 2. Structural map by reflecting III, V, VI horizons

68,2% выработки от утвержденных извлекаемых запасов (3657 тыс. т). Текущее значение КИН достигло 0,314 д. ед. при утвержденном значении 0,461 д. ед. ГС были пробурены на III и IV объектах разработки, выработка запасов по объектам на 01.01.2022 г. составили 86,5% и 73,6% соответственно.

ГС на месторождении вводились в разработку в период 01.07.2020–01.06.2021 г. В табл. 1 представлены начальные и текущие параметры ГС. Наибольшая накопленная добыча и дебит нефти приходится на скв. № 1.

Таблица 1. Начальные и текущие параметры добычи ГС
Table 1. Initial and current parameters of HW production

Дата ввода Comisioning date	№ скв. Well No.	Горизонт Horizon	Объект Deve- lopment facility	Накопленная добыча нефти, тыс. т Cumulative oil production, th. tons*	Qн, т/сут Qn, t/day		W, %		Длина ГС, м HW length, m
					нач. / initial	тек. / cur- rent*	нач. / initial	тек. / cur- rent*	
08.07.2020	2	J2-VI	IV	8,8	20,9	13,0	0,8	53,6	358
01.10.2020	1	J2-VI	IV	13,5	35,6	35,3	1,4	25,4	1000
01.03.2021	3	J2-IV	III	6,5	32,2	22,2	9,6	56,5	300
10.06.2021	4	J2-II	III	3,7	21,0	15,6	15,7	39,8	550

*текущие параметры на дату 01.01.2022 г. / current data as of 01/01/2022

На рис. 3 представлен график соотношения добычи нефти за 2-е полугодие 2021 г. (для корректного определения соотношения добычи нефти из ГС и ВС использована дата ввода крайней ГС № 4). На данном рисунке видно, что на долю добычи ГС приходится 46% от общей суммы с учётом того, что на 01.01.2022 г. в фонде действующих добывающих скважин находятся 36 ед. ВС и 4 ед. ГС. Данный факт наглядно демонстрирует эффективность ГС, которые работают

преимущественно с большим, по сравнению с ВС, дебитом нефти (средний дебит ВС составляет 3,1 т/сут). Также на рис. 4 представлено сопоставление добычи нефти по объектам разработки, где видно, что на III объекте на долю ГС приходится 54% добычи от общей суммы, а на IV объекте доля ГС составляет 43%.

На рис. 5 представлено сопоставление динамики дебитов нефти по новым ВС (№№ 5, 6) и новой ГС (№ 1), которые вводились в разработку в 2019–2020 гг.

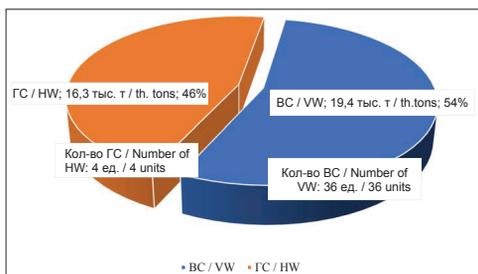
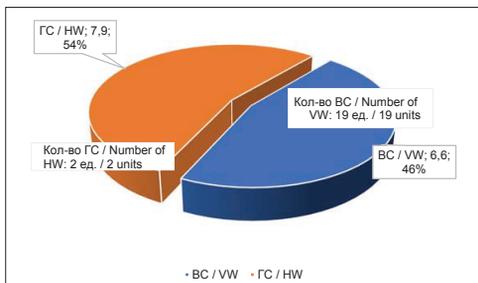
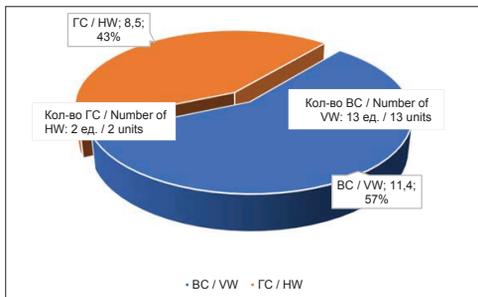


Рисунок 3. Соотношение добычи нефти BC и GC за 2-е полугодие 2021 г.

Figure 3. VW and HW oil production coefficient for the 2nd half of 2021



а)



б)

Рисунок 4. Соотношение добычи нефти BC и GC за 2-е полугодие 2021 г. по объектам разработки

Figure 4. VW and HW oil production coefficient for the 2nd half of 2021 by development facilities

а) III; б) IV

BC № 6 ввелась в эксплуатацию в апреле 2020 г., BC № 5 – в ноябре 2019 г., а GC № 1 запустилась в августе 2020 г. Все скважины работают на среднеюрском горизонте J2-VI.

По динамике видно, что начальные дебиты BC составляют 8,9 и 30,9 т/сут соответственно, дебит по GC – 35,6 т/сут. Накопленная добыча нефти двух BC составила 2,7 и 10,6 тыс. т соответственно, а по GC с учётом относительно позднего ввода –

13,5 тыс. т. Другими словами, добыча GC № 1 в 5 раз превышает добычу BC № 6 и с небольшим отрывом добычу BC № 5, что также демонстрирует эффективность данной технологии и преимущество в увеличении степени охвата залежи при меньшем количестве бурения. Скачки пиков на динамике связаны с промежуточными работами в скважинах и сменой режима работ насосов.

В табл. 2 представлено сопоставление начальных и текущих параметров BC и GC. На рис. 6 представлена динамика дебита нефти по III и IV объектам разработки. По динамике видно, как с вводом GC дебит нефти по объектам вырастает на 21–22%.

В настоящее время вместе с развитием цифровых технологий также активно начали развиваться и технологии в нефтегазовой отрасли. Так, технология бурения горизонтального ствола была усовершенствована. В последние несколько лет в процессе бурения GC применяют систему телеметрии – каротаж. Каротаж – это полная запись информации, собранной во время бурения посредством геофизических исследований. Такая информация позволяет построить полную картину геологического разреза, пройденного скважиной. Сейчас различают два основных вида каротажа в процессе бурения: MWD (Measurement While Drilling) и LWD (Logging While Drilling).

Если при бурении вертикального ствола имеется риск вскрыть непродуктивный пласт, то при бурении горизонтального ствола можно отклониться от проектной линии и задать правильное направление к продуктивной залежи. На рис. 7 представлен профиль куба нефтенасыщенности (ствол GC № 2). Скважина № 2 пробурена на целевой горизонт J2-VI. Горизонтальная часть скважины фактически пробурена на 7 м ниже от плана. Красной линией обозначена проектная траектория, а синей – фактическая, которая при правильном направлении вскрыла нефтенасыщенную толщу.

Скважина расположена в центральной части блока, вдоль тектонического нарушения F4, является наклонно-направленной к северо-западу горизонта J2-VI, где сосредоточены основные остаточные запасы. Плановая и фактическая траектории GC № 2 по профилю куба литологии на рис. 8 и на структурной карте приведены на рис. 9.

Таблица 2. Сопоставление начальных и текущих параметров ВС и ГС
Table 2. Comparison of VW and HW initial and current parameters

Дата ввода / Comissioning date	№ сква- жин / Well No.	Гори- зонт / Horizon	Накп- ленная добыча нефти, тыс. т / Cumula- tive oil production, th. tons	Эфф. мощ- ность пласта, м / Effective layer thickness, m	Qн, т/сут/ Qn, t/day		W, %		Рзаб, атм/ Bore pres- sure, atm	Тип сква- жин/ Well type
					нач. / initial	тек. / cur- rent	нач. / ini- tial	тек. / cur- rent		
01.10.2020	1	J2-VI	13,5	941,0	35,6	35,3	1,4	25,4	64,6	ГС / HW
01.04.2020	6	J2-VI	2,7	5,0	8,9	0,5	25,2	97,7	41,1	ВС / VW
03.11.2019	5	J2-VI	10,6	10,0	30,9	3,6	12,4	83,9	55,1	ВС / VW

Экономическая эффективность бурения ГС

Для дальнейшей реализации системы разработки на месторождении необходима предварительная оценка потенциала проектных решений, т.е. их экономической рентабельности и максимальной продуктивности.

Для наглядной демонстрации эффективности реализации бурения ГС лучше всего привести в качестве примера аналогичное месторождение Т, где был рассчитан индекс доходности (PI) в рассматриваемых проектных ГС. При этом для информации отражаются прогнозные показатели ГС на 5 лет, взятые из расчетов

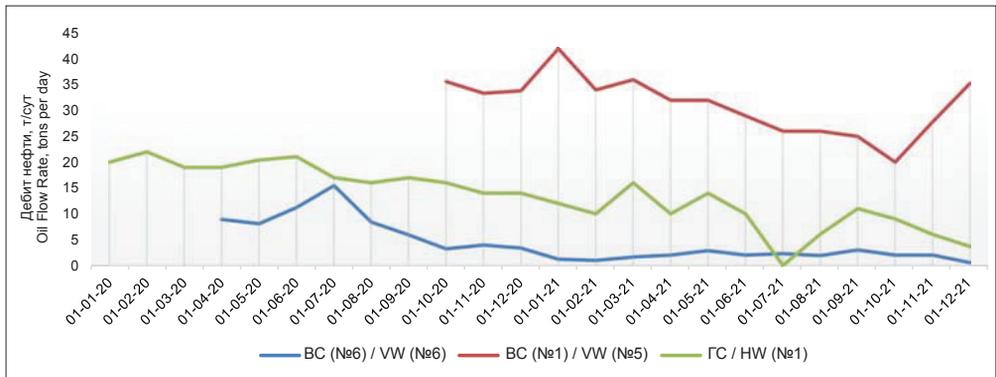


Рисунок 5. Сопоставление динамики дебита нефти ВС и ГС
Figure 5. Comparison of the dynamics of the VW and HW oil flow rate

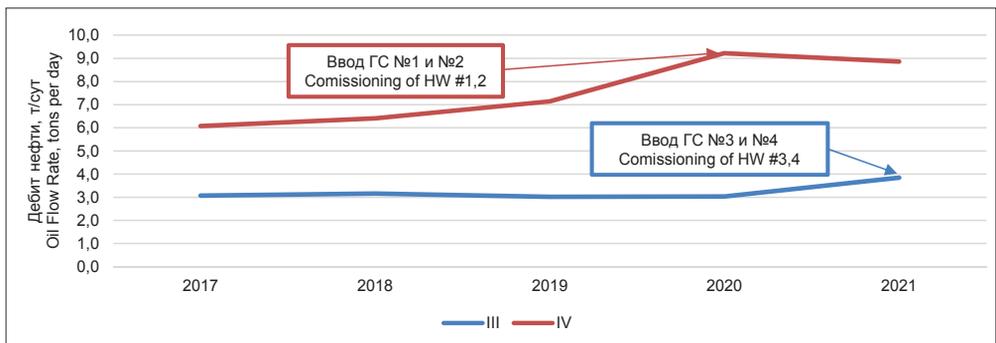


Рисунок 6. Динамика дебита нефти по объектам разработки
Figure 6. Dynamics of oil flow rate by development facilities

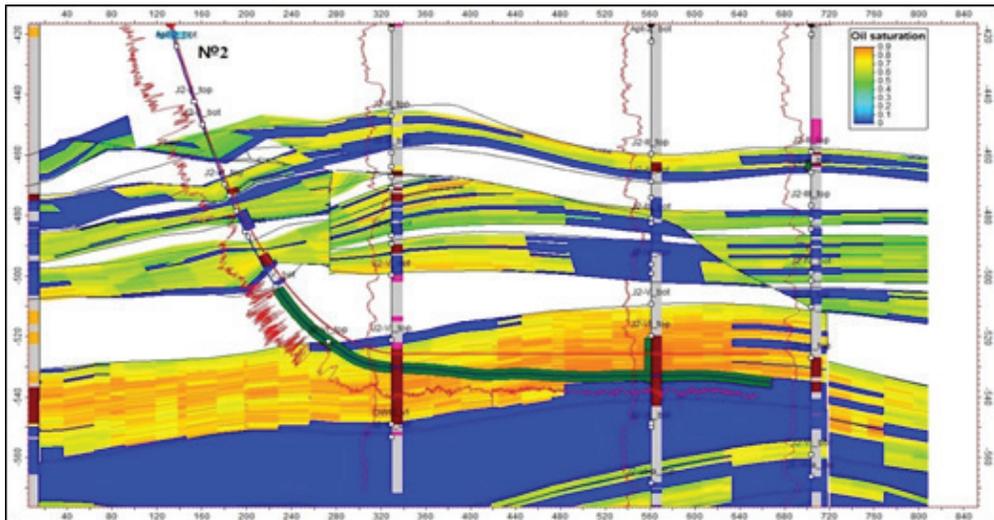


Рисунок 7. Профиль куба нефтенасыщенности ГС № 2
Figure 7. Oil saturation cube profile of HW No. 2

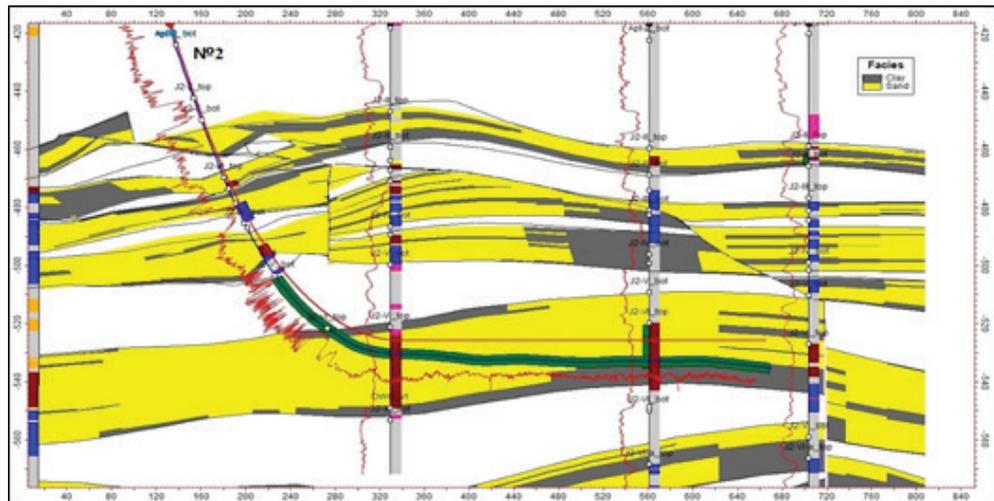


Рисунок 8. Профиль куба литологии ГС № 2
Figure 8. Lithology cube profile of HW No. 2

по гидродинамической модели. В данном разделе будут продемонстрированы только II и III объекты разработки.

Ко II объекту приурочен альбский горизонт alb3, который характеризуется высокой вязкостью нефти (179,3 мПа*с), средней нефтенасыщенной толщиной 10,2 м, проницаемостью коллектора по керну 1,4 мкм², плотностью нефти 0,909 г/см³, малопарафинистостью (0,66%) и малосернистостью (0,32%) нефти.

К III объекту относится горизонт alb4, который характеризуется вязкостью нефти 102,6 мПа*с, средней нефтенасыщенной толщиной 2,3 м, проницаемостью коллек-

тора по керну 0,149 мкм², плотностью нефти 0,894 г/см³, малопарафинистостью (0,71%) и малосернистостью (0,25%) нефти. При проектном значении 0,264 д. ед. текущий КИН за 20 лет разработки составил 0,09 д. ед.

Преимущества скважин с горизонтальным стволом наилучшим образом можно обосновать путем простого анализа работы скважины. Поведение ГС анализируется, когда приток пластовой жидкости происходит по всей длине горизонтального ствола в продуктивном пласте, что отвечает открытому стволу с хвостовиком, имеющим щелевидные отверстия с доста-

точно высокой плотностью, что позволяет не учитывать дополнительные фильтрационные сопротивления за счёт перфорации, а также скин-эффект, обусловленный загрязнением призабойной зоны. Для выполнения более надежных сравнений необходимо рассматривать как переходный, так и псевдостационарный процессы фильтрации.

Для расчета прогнозной добычи ГС применялась формула Джоши (1):

$$Q = \frac{K_h h \Delta P}{\mu B_o \left\{ \ln \left[\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right] + \frac{\beta h}{L} \ln \frac{\beta h}{(\beta + 1)r_c} + 1 \right\}} \quad (1)$$

где μ – вязкость жидкости, сП; r_c – радиус ствола скважины, м; B_o – объемный коэффициент; L – длина горизонтального ствола, м; K_h – горизонтальная проницаемость, мД; h – эффективная нефтенасыщенная толщина, м; ΔP – депрессия. a и β вычисляются по формулам (2) и (3) соответственно:

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

$$\beta = \sqrt{\frac{K_h}{K_v}} \quad (3)$$

где r_{eh} – радиус контура питания, м; K_v – вертикальная проницаемость, мД.

В табл. 3 приведены сопоставление показателей ВС и ГС и результаты оценки рентабельности, чтобы отразить эффективность реализации ГС в экономической части. Дебит ВС взят как средний дебит действующего фонда, добыча последующих годов рассчитана снижением добычи с помощью утвержденного темпа падения данного месторождения.

Как видно из таблицы, за один год разработки уже достигается рентабельная добыча ГС Т-1 по горизонту alb3, учитывая ограничение забойного давления на 15 бар. Аналогичная ситуация наблюдается и по горизонту alb4, где ГС Т-3, ограниченная забойным давлением не более 14 бар, также достигает рентабельности в первый год разработки. В последующих годах наступает окупаемость капитальных вложений, что говорит об экономической эффективности бурения ГС.

В итоге бурение ГС на данных горизонтах экономически предпочтительнее, чем бурение ВС, даже при контроле по добываемой жидкости.

Проведение опытно-промышленных исследований в ГС

На первой стадии разработки высоковязкой нефти, как правило, КИН составляет менее 10%. Логично предположить, что чем выше вязкость нефти, тем выше уровень обводненности, в связи чем эффективность нефтеизвлечения уменьшается, и большое количество нефти остаётся в недрах. Как известно, заводнение применяется с целью поддержания пластового давления или обработки призабойной зоны скважин. С целью интенсификации добычи высоковязкой нефти на месторождениях применяют различные методы увеличения нефтеотдачи (далее – МУН): тепловые, химические и физические. В данном разделе на опыте иностранных компаний представлен анализ проведения и результаты химического МУН.

Можно выделить два основных процесса химических методов: полимерное (далее – ПЗ) и АСП-заводнение (от англ. ASP – Alkaline/Surfactant/Polymer, что переводится как «Щелочь/ПАВ/Полимер»). Суть ПЗ заключается в повышении вязкости закачиваемой воды и, как следствие, улучшении соотношения подвижности. Принцип АСП заключается в снижении межфазного натяжения между нефтью и водой, что в дальнейшем может снизить остаточную нефтенасыщенность. В некоторых случаях, когда нефть вступает в реакцию, добавление щелочного агента, такого как NaOH, может способствовать образованию поверхностно-активного вещества (далее – ПАВ) внутри пласта, что позволяет уменьшить количество требуемых ПАВ. Щелочь также позволяет уменьшить адсорбцию ПАВ.

Главная особенность применения химического МУН в тяжелых нефтях состоит в том, что оторочку высоковязкой нефти трудно сместить, и приемистость ВС может быть ограничена, особенно в тонких пластах-коллекторах, которые являются основной целью для химического МУН. Эта ситуация изменилась с развитием горизонтального бурения, и за последние 10 лет было реализовано несколько химических заводнений в тяжелых нефтях с использованием ГС. В табл. 4 показан перечень этих проектов. Как видно из таблицы, большинство этих проектов были реализованы в крупном масштабе.

Таблица 3. Экономическая эффективность бурения проектных скважин месторождения Т
Table 3. Economic efficiency of drilling project wells in the T field

№ п/п/ Seq. No	№ скв./ Well No.	Целевой горизонт / Target horizon	Контроль при расчете добычи / Control during production calculation	Вид / Type	Глубина по стволу, м / Depth along the trunk, m	Прогнозный дебит, м ³ /сут / Forecast flow rate, m ³ /day
1	T-1	alb3	BHP-15 bar	ГС/HW	438	18
2	T-1	alb3	QLiq-25 m3/d	ГС/HW	438	6,2
3	T-2	alb3		BC/VW	270	2
4	T-3	alb4	BHP-14 bar	ГС/HW	525	18,3
5	T-3	alb4	QLiq-20 m3/d	ГС/HW	525	13,6
6	T-4	alb4		BC/VW	300	2,5

продолжение таблицы 3
continuation of Table 3

№ п/п/ Seq. No	Добыча нефти, т					PI за первые 12 мес. / PI for the first 12 months	PI
	1-й год / 1y	2-й год / 2y	3-й год / 3y	4-й год/4y	5-й год/5y		
1	7903,6	6047,4	5409,6	5007,9	4717,3	1,4	5,0
2	2755,4	2009,0	1708,0	1520,3	1390,7	0,4	1,6
3	658,8	578,1	504,4	441,4	386,2	-0,2	1,3
4	6716,0	3660,6	2946,0	2526,7	2231,5	1,1	2,7
5	4969,5	3798,6	2820,2	2113,2	1662,3	0,8	2,3
6	823,5	722,6	630,5	551,7	482,7	-0,02	1,7

Поскольку на месторождениях Казахстана пока нет опыта ПЗ в ГС, приведен пример месторождения Озеро Пеликан (Канада). На данном месторождении нефть высоковязкая (от 800 до 80000 сП), начальное извлечение также низкое (от 5 до 10% от начальных геологических запасов). Кроме того, коллектор тонкий (от 1 до 9 м, в среднем 5 м). В результате этого первая (вертикальная) скважина была экономически нерентабельной. ГС достигли более высоких показателей дебита и значительно улучшили экономическую рентабельность, в результате чего всю залежь стали разрабатывать горизонтальными скважинами. Тем не менее КИН для первичной добычи оставался низким даже после внедрения горизонтального бурения. Были испытаны тепловые методы, но они оказались неэффективными из-за малой толщины пласта, другие методы были также опробованы. После первого неудачного опыта ПЗ в 1997 г. было опробовано закачивание воды. Этим методом удалось увеличить добычу нефти, но за счёт высокой обводнённости. В результате чего в 2005 г. началось второе испытание нагнетания полимера, где было включено 5 ГС длиной 1400 м: 3 эксплуатационные скважины (14–34, 15–34 и 16–34) и

2 нагнетательные скважины между ними (2/15–34 и 2/16–34) с шагом 175 м между скважинами. Скважины были пробурены в 1997–1999 г. Вязкость в районе испытания варьировалась в диапазоне 1200–1800 сП. Нагнетание полимеров началось в мае 2005 г. с целевой вязкостью 20 сП (соответствует начальной концентрации 600 частей на миллион), которая была уменьшена до 13 сП в конце августа того же года, а затем увеличена до 25 сП. Начальная скорость нагнетания составила 930 барр./сут/скв., но позже была уменьшена вследствие повышения давления на контуре.

Реакция произошла в феврале 2006 г. в центральной эксплуатационной скважине, а в апреле и сентябре 2006 г. – в двух других эксплуатационных скважинах соответственно. Показатели реакций были превосходными, дебит нефти увеличился более чем в 10 раз. С другой стороны, обводненность увеличивалась медленно и постепенно во всех скважинах, особенно по сравнению с тем, что было испытано при недавнем закачивании воды, и показатель до сих пор остается в пределах 60–70% спустя 10 лет постоянного закачивания полимера.

Таблица 4. Недавние случаи использования химических методов повышения нефтеотдачи с использованием ГС

Table 4. Recent use of chemical enhanced oil recovery methods using HW

Компания / Company	Месторождение / Field	Пласт / Reservoir	Страна / Country	Вязкость разгазированной нефти, сП / Viscosity of degassed oil, cP	Вид заводнения / Type of water flooding	Статус / Status
CNRL, Cenovus	Pelican Lake	Wabiskaw	Канада / Canada	1,5–2,5	Полимер / Polymer	Широкомасштабное расширение / Large scale expansion
Black Pearl	Mooney	Bluesky	Канада / Canada	255–400	Полимер, АСП / Polymer, ASP	Успешное применение полимера, успешное появление АСП / Successful application of polymer, successful ASP introduction
Murphy	Seal	Bluesky	Канада / Canada	5–12	Полимер / Polymer	Широкомасштабное расширение / Large scale expansion
Bankers Petroleum	Patos Marinza		Албания / Albania	1,5	Полимер / Polymer	Широкомасштабное расширение / Large scale expansion
Northern Blizzard	Cactus Lake	Basal Mannville – Bakken	Канада / Canada	>50	Полимер / Polymer	Широкомасштабное расширение / Large scale expansion
PDO	Nimr		Оман / Oman	500?	Полимер / Polymer	Пилотный / Pilot
Enerplus	Medicine Hat	Glauconitic	Канада / Canada	1–1,5	Полимер / Polymer	Пилотный / Pilot

Таблица 5. Основные характеристики выбранных проектов

Table 5. The main characteristics of the selected projects

Проект / Project	Страна / Country	Средняя глубина, м / Mean depth, m	Пластовая температура, °C / Reservoir temperature, °C	Эффективная толщина пласта, м / Effective layer thickness, m	Проницаемость, мД / Permeability, mD	Плотность нефти, в градусах API / Oil density, in API degrees	Вязкость пластовой нефти, сП / Reservoir oil viscosity, cP
Pelican Lake	Канада / Canada	300–450	12–17	1–9	300–5	12–14	800–10
Mooney	Канада / Canada	875–925	29	3–5	100–10+	12–19	100–250
Seal	Канада / Canada	610	20	8–5	300–5,8	10–12	3–7
Patos Marinza	Албания / Albania	1,2–1,3	40–42	4–12	100–2,5	8–10	600–1,6
Cactus Lake	Канада / Canada	850	27	6	500–1,5	15	500
Nimr	Оман / Oman		51	30–50	2–5	20	250–500
Medicine Hat	Канада / Canada	850		26	7	0–10	500–1?

API – American Petroleum Institute

После этого успеха ПЗ расширили на значительные участки месторождения с применением сотен скважин под нагнетание полимеров. По оценкам операторов, ПЗ увеличит КИН до 20–30% от начальных геологических запасов нефти, а лучшие кусты скважин достигнут показателей 38% от начальных геологических запасов.

Можно сделать вывод, что ГС применимы не только как добывающие скважины, но и также как нагнетательные, что тоже, в свою очередь, наиболее эффективно для увеличения нефтеотдачи относительно ВС. Применение заводнения в ГС в сочетании с полимерами успешно увеличили нефтеизвлечение и добычу на месторождениях с тяжелой нефтью. В табл. 5 представлены основные характеристики выбранных проектов с использованием ГС.

Представленные результаты подтверждают потенциал ПЗ на месторождениях с тяжелой нефтью с использованием ГС. С другой стороны, эффективность АСП пока ещё не была доказана в промышленных условиях для высоковязких нефтей. Учитывая объёмы нефти, которые не могут быть извлечены даже полимерами, АСП представляет собой очень важную, хотя и сложную, цель.

Выводы

Проанализировав работу скважин на месторождении X, можно сделать следующие выводы:

1. На месторождении X успешно пробурена ГС № 1 длиной ствола в 1000 м, которая является самой длинной скважиной группы компаний АО НК «КазМунайГаз». Эффективная толщина по этой скважине составляет 941 м, текущий дебит по нефти достигает 35 т/сут при низких значениях обводненности (25%).

2. За 2-е полугодие 2021 г на долю ГС приходится 46% добычи нефти от общей суммы. Также за последние 6 мес. 2021 г. на III объекте на долю ГС приходится 54% добычи от общей суммы, а на IV объекте доля ГС составляет 43%.

3. Данный факт показывает эффективность эксплуатации ГС, которые работают преимущественно с большим

дебитом по сравнению с ВС. Средний дебит по ГС на 01.01.2022 г. составил 20 т/сут, тогда как по вертикальным среднее значение имеет 3,1 т/сут.

4. На 01.01.2022 г. в фонде действующих добывающих скважин находятся 4 ед. ГС и 36 ед. ВС. Учитывая вышеперечисленное, необходимо отметить преимущество в увеличении степени охвата залежи при меньшем количестве бурения.

5. Ещё одной особенностью бурения ГС является применение системы телеметрии, которая позволяет вести полную запись информации, собранной во время бурения посредством геофизических исследований. Такая информация позволяет построить полную картину геологического разреза, пройденного скважиной. Если при бурении вертикального ствола имеется риск вскрыть непродуктивный пласт, то при бурении горизонтального ствола можно отклониться от проектной линии и задать ту траекторию, которая будет вскрывать более нефтенасыщенные участки продуктивной залежи.

Таким образом, проведенный анализ говорит о большом преимуществе бурения и эксплуатации горизонтальных стволов перед ВС. Учитывая среднюю стоимость бурения ГС на месторождении X, капитальные вложения в которое в 3 раза превышает вложения при бурении ВС, ГС оправдывают свои вложения путём наращивания темпа добычи, а также увеличения КИН посредством большего охвата залежей с меньшим количеством бурения. Месторождение X сейчас находится на 3-й стадии разработки, и основной фонд скважин эксплуатируются с низкими показателями по дебиту нефти. Такие вложения в ГС оправдываются преимущественно большим дебитом, средние значения которого превосходят почти в 6 раз дебит ВС.

Стоит также отметить, что опыт иностранных компаний в данном вопросе говорит о том, что ГС применимы не только как добывающие скважины, но и также как нагнетательные, что тоже, в свою очередь, наиболее эффективно, по сравнению с ВС, для увеличения нефтеотдачи пластов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Приказ Министра энергетики Республики Казахстан №17131 от 28.06.2018 г. «Об утверждении Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр». Режим доступа: <https://adilet.zan.kz/rus/docs/V1800017131>. Дата обращения: 12.08.2022 г.
2. *Лысенко В.Д.* Разработка нефтяных месторождений. Проектирование и анализ. Москва : Недра, 2003. С. 638.
3. *Амелин И.Д., Андриасов Р.С., Гиматудинов Ш.К.* и др. Эксплуатация и технология разработки нефтяных и газовых месторождений. Москва : Недра, 1978. С. 356.
4. *Зозуля Г.П., Кустышев А.В., Матиешин И.С.* и др. Особенности добычи нефти и газа из горизонтальных скважин. Тюмень : ТюмГНГУ, 2008. С. 161.
5. *Хисамов Р.С., Миясаров А.Ш., Хузин Р.Р.* и др. Повышение эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов с применением горизонтальных и многозабойных скважин на примере Некрасовского месторождения ООО «Карбон-ойл» // Георесурсы. 2017. Т. 19. № 3. С. 204–208. doi: 10.18599/grs.19.3.9.
6. *Вадецкий Ю.В.* Бурение нефтяных и газовых скважин. Москва : Академия, 2013. С. 352.
7. *Деламайд Э.* Химические методы увеличения нефтеотдачи с использованием горизонтальных скважин: промышленные исследования // Георесурсы. 2017. Т. 19. № 3. С. 166–175. doi: 10.18599/grs.19.3.3.

REFERENCES

1. Order of the Minister of Energy of the Republic of Kazakhstan No. 17131 dated June 28, 2018 "Ob utverzhenii Yedinykh pravil po ratsional'nomu I kompleksnomu ispol'zovaniyu nedr". Available from: <https://adilet.zan.kz/rus/docs/V1800017131> [cited 2022 Aug 12]. (In Russ).
2. Lysenko VD. Development of oil fields (*design and analysis*). Moscow: Nedra; 2003. P. 638. (In Russ).
3. Amelin ID, Andriasov RS, Gimatudinov SK, et al. Operation and technology of development of oil and gas fields. Moscow: Nedra; 1978. P. 356. (In Russ).
4. Zozulya GP, Kustyshev AV, Matieshin IS, et al. *Features of oil and gas production from horizontal wells*. Tyumen': TIU; 2008. P. 161. (In Russ).
5. Khissamov RS, Miyassarov AS, Khuzin RR, et al. Improving the efficiency of developing hard-to-recover reserves using horizontal and multilateral wells on the example of the Nekrasovsk oye field of ООО Karbon-Oil. *Georesursy*. 2017;19(3):204–208. doi: 10.18599/grs.19.3.9. (In Russ).
6. Vadetskiy YV. *Drilling oil and gas wells*. Moscow: Academy; 2013. P. 352. (In Russ).
8. Delamaide E. Using Horizontal Wells for Chemical EOR: Field Cases. *Georesursy*. 2017;19(3)166–175. doi: 10.18599/grs.19.3.3. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ**Майлыбаев Алехан Саматович**e-mail: mailybayev.a@kmge.kz.**Утеев Рахим Нагангалиулы**e-mail: uteyev.r@kmge.kz.**Джаксылыков Талгат Сайнович**e-mail: jaxylykov.t@kmge.kz.**Бектас Азамат Амангелдіұлы**e-mail: a.bektas@kmge.kz.***Ниязбаева Айнұр Бауыржанқызы**e-mail: niyazbaeva.a@kmge.kz.**AUTHORS' INFO****Alekhan S. Mailybayev**e-mail: mailybayev.a@kmge.kz.**Rakhim N. Uteyev**e-mail: uteyev.r@kmge.kz.**Talgat S. Jaxylykov**e-mail: jaxylykov.t@kmge.kz.**Azamat A. Bektas**e-mail: a.bektas@kmge.kz.***Ainur B. Niyazbayeva**e-mail: niyazbaeva.a@kmge.kz.

*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author