

УДК 622.276.6

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТЬЮ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТЕНГРИ

А.С. Марданов, Р.А. Юсубалиев, А.А. Ергалиев, А.М. Рахметуллин

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 значений коэффициентов извлечений нефти. В настоящее время технологии, обеспечивающие высокую эффективность разработки таких месторождений, весьма затратны. Рассмотрен опытный участок разработки мелового горизонта месторождения Тенгри, разбуренного вертикальными скважинами согласно действующему проектному документу. Сопоставлены средние характеристики параметров работы горизонтальных скважин и предложены мероприятия по повышению эффективности дальнейшей эксплуатации данных скважин.

Ключевые слова: горизонтальная скважина, высоковязкая нефть, терригенный коллектор, коэффициент извлечения нефти.

Анализируемый объект

Анализируемое месторождение Тенгри находится в разработке с 1998 г. Закачка попутно-добываемой воды началась в 2000 г. Средний дебит нефти за последние 5 лет находится на стабильном уровне 3 т/сут при средней обводненности 83%. Действующим проектным документом на разработку месторождения было выделено 6 эксплуатационных объектов. В данной статье будет рассмотрены только II и III объекты разработки.

С момента утверждения проектного документа данные объекты разбурены по сетке 100 x 100, в общей сложности пробурено более 400 скв., выполнено более 1500 мероприятий, основанных на различных физических принципах воздействия, однако в большинстве случаев эффект от

геолого-технических мероприятий оказывался незначительным и непродолжительным.

По II и III объектам рассчитаны потенциальные коэффициенты извлечения нефти (далее – КИН): состояние выработки запасов нефти по данным объектам близко к начальному. Осложняющим фактором является высокая вязкость нефти. В этой связи наиболее предпочтительны технологии на основе термического (закачка горячей воды, закачка пара) и физико-химического (закачка воды с полимером) воздействий. Также необходимо дальнейшее разбуривание неохваченных выработкой участков залежи, а также проведение мероприятий по интенсификации добычи нефти.

Таблица 1. Прогнозные вовлеченные в разработку запасы нефти и КИН по объектам

Наименования метода	Запасы нефти, тыс. т			КИН, д. ед.				Накопленная добыча нефти, тыс. т
	геологические	извлекаемые	вовлеченные	остаточные	утвержденный	текущий	потенциальный	
II объект								
Метод Назарова-Сипачева	10057	3379	796,6	2582,42	0,336	0,066	0,079	660,3
Метод Максимова М.И.	10057	3379	748,7	2630,29	0,336	0,066	0,074	660,32
Метод Сазонова Б.Ф.	10057	3379	920,7	2458,26	0,336	0,066	0,092	660,32
Метод Камбарова Г.С.	10057	3379	784,2	2594,76	0,336	0,066	0,078	660,32

Наименования метода	Запасы нефти, тыс. т			КИН, д. ед.				Накопленная добыча нефти, тыс. т
	геологические	извлекаемые	вовлеченные	остаточные	утвержденный	текущий	потенциальный	
III объект								
Метод Назарова-Сипачева	10413	2745	954,0	1791,03	0,264	0,080	0,092	837,52
Метод Максимова М.И.	10413	2745	1110,6	1634,42	0,264	0,080	0,107	837,52
Метод Сазонова Б.Ф.	10413	2745	1119,2	1625,76	0,264	0,080	0,107	837,52
Метод Камбарова Г.С.	10413	2745	1018,4	1726,59	0,264	0,080	0,098	837,52

Текущее состояние разработки горизонта alb3

II объект состоит из горизонта 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, малопарафиностастью (0,66%) и малосернистостью (0,32%) нефти.

Аномалии вязкости существенно влияют на низкие показатели эксплуатации добывающих скважин. Причинами являются следующие факторы: неравномерное вытеснение нефти водой и более стремительное обводнение добывающих скважин. Из-за высокой вязкости нефти проектный КИН на данном объекте всего 0,336 д. ед., при текущем КИН 0,066 д. ед.

II объект вступил в промышленную эксплуатацию в 2000 г. Накопленная добыча по горизонту составляет 657,7 тыс. т, что составляет 10% от всей накопленной добычи по месторождению. Выработка запасов по объекту за более чем 15 лет разработки составляет 27,2%, что приводит к необходимости изменения подхода к разработке. Остаточные геологические запасы – более 12 млн т.

Средний дебит по нефти составляет 1,1 т/сут. В целом обводненность составляет 85%. Поддержание пластового давления (далее – ППД) на данном объекте реализуется с 2002 г. История изменения показателей с момента ввода эксплуатации горизонта иллюстрирована на рис. 1.

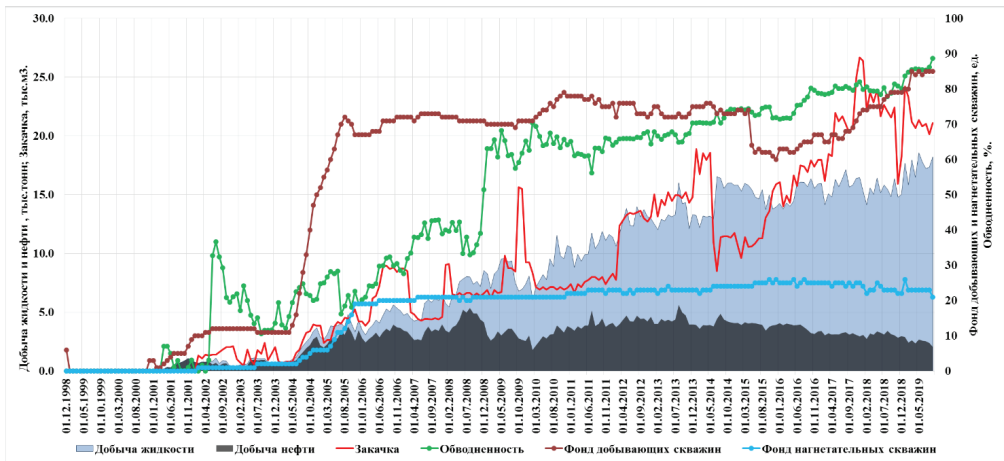


Рисунок 1. График динамики показателей разработки горизонта alb3

Объем накопленной закачанной воды составил 2019 тыс. м³, из них 110,8 тыс. м³ закачано в 2019 г. Среднемесячная закачка составляет 7 тыс. т, добыча жидкости – 10 тыс. т. Вследствие последующего

увеличения приемистости нагнетательных скважин среднемесячная закачка в текущем году достигла 22 тыс. т, отборы по жидкости составили 15 тыс. т. При этом добыча нефти снизилась с 4 тыс. т до 3 тыс. т.

Традиционные методы не способствуют полной выработке горизонта.

Начальное пластовое давления составило 2,1 МПа. По динамике изменения добычи, закачки и давления видно, что с 2013 г. пластовое давление повысилось до 1,7 МПа при стабильной добыче жидкости. Далее при увеличении объема закачки от-

бор жидкости увеличился, при этом добыча нефти и текущее пластовое давление стабилизировались за последние 3 года на уровне начального, отклонение 0,4 МПа.

Низкий отбор жидкости добывающих скважин на горизонте alb3 не связан с энергетическим состоянием пласта.

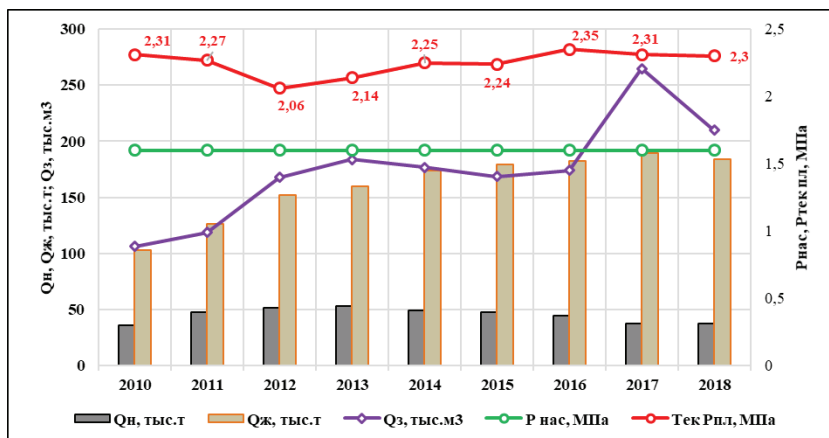


Рисунок 2. График динамики изменения добычи, закачки и давления горизонта alb3

Текущее состояние разработки горизонта alb4

III объект состоит из горизонта alb4, который характеризуется вязкостью нефти 102,6 мПа^с, средней нефтенасыщенной толщиной 2,3 м, проницаемостью коллектора по керну 0,149 мкм², плотностью нефти 0,894 г/см³, малопарафинистостью (0,71%) и малосернистостью (0,25%) нефти. При проектном КИН, равном 0,264 д. е., текущий КИН за 18 лет разработки равен 0,08 д. е.

Разработка объекта III осуществляется с 2000 г. Всего за весь период разработки добыто 833,8 тыс. т нефти. Отбор от начальных извлекаемых запасов оценивается в 40% при текущем обводнении 84%. Средний дебит нефти за последний год составлял 1,5 т/сут. Организация системы ППД осуществляется с 2000 г. Объем накопленной закачки воды 2820,2 тыс. м³, из которого 115,5 тыс. м³ закачано в текущем году.

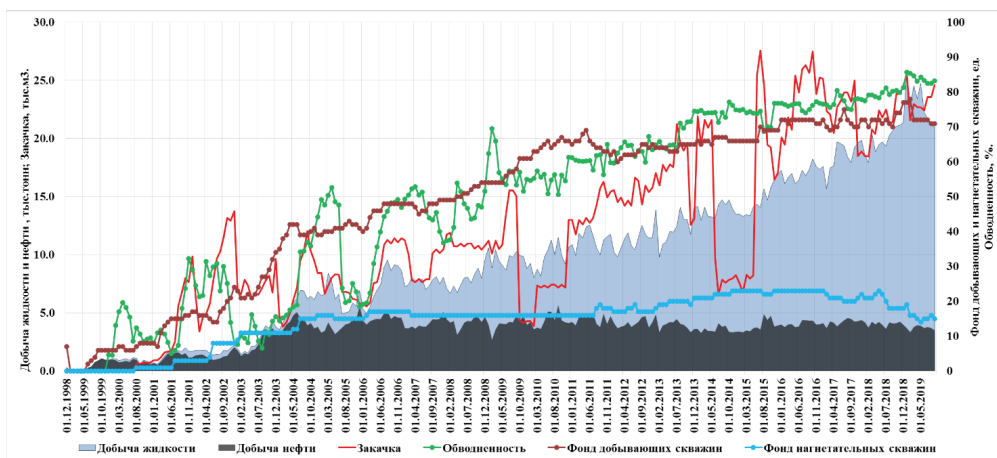


Рисунок 3. График динамики показателей разработки горизонта alb4

Начальное пластовое давление равно 2,6 МПа. По динамике видно, что пластовое давление повысилось с 2,25 МПа в 2012 г. до 2,55 МПа в 2015 г. с увеличением объема закачки и отбора жидкости.

При дальнейшем росте закачки отмечается стабилизация текущего пластового давления на уровне начального, где добыча жидкости незначительно увеличилась, а добыча нефти постепенно снизилась.

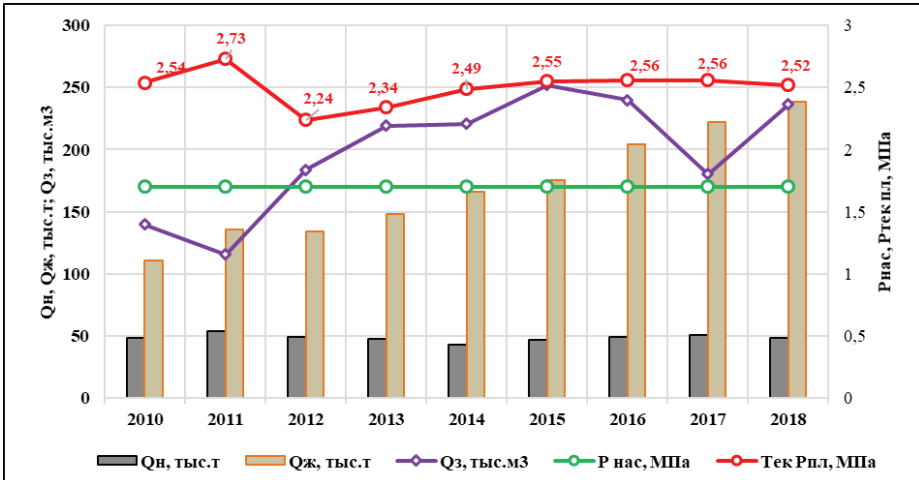


Рисунок 4. График динамики изменения добычи, закачки и давления горизонта alb4

Бурение горизонтальных скважин

Горизонтальные скважины, увеличивая дебит нефти или газа, повышают коэффициент нефтеотдачи пласта. Бурение не единичных скважин, а полноценной сети горизонтальных скважин способствует получению наибольшего эффекта. Таким образом достигается параллельно-струйная фильтрация жидкости в пласте вместо радиальной, что обычно происходит при бурении вертикальных скважин. При бурении вертикальным способом образуются зоны с недренлируемой нефтью.

Преимущества технологии:

- повышается дебит скважин в результате увеличения поверхности фильтрации и зоны дренирования;
- снижается эксплуатационный фонд;
- оптимальная разработка месторождения;
- повышается коэффициент нефтеизвлечения углеводородов в результате создания более интенсивной фильтрации флюида, особенно в залежах с повышенной неоднородностью;

- снижается обводненность продукции.

Недостатки технологии:

- увеличение общей проходки по каждой скважине;
- повышение стоимости метра скважины;
- дебит горизонтальной скважины намного меньше, чем вертикальной такой же длины;

По сравнению с вертикальной скважиной продуктивность горизонтальной скважины снижается быстрее, несмотря на это, добыча за 4–6 лет повышается не менее чем в 2 раза.

На месторождении Тенгри в 2019 г. были пробурены первые две горизонтальные скважины на юрские отложения. Вязкость нефти в пластовых условиях юрских отложений находится в пределах 30 мПа*с. Обе скважины считаются успешными. Дебит нефти превышает плановый дебит как минимум в 2 раза. Далее можно увидеть динамику добычи обеих скважин с момента ввода в эксплуатацию.

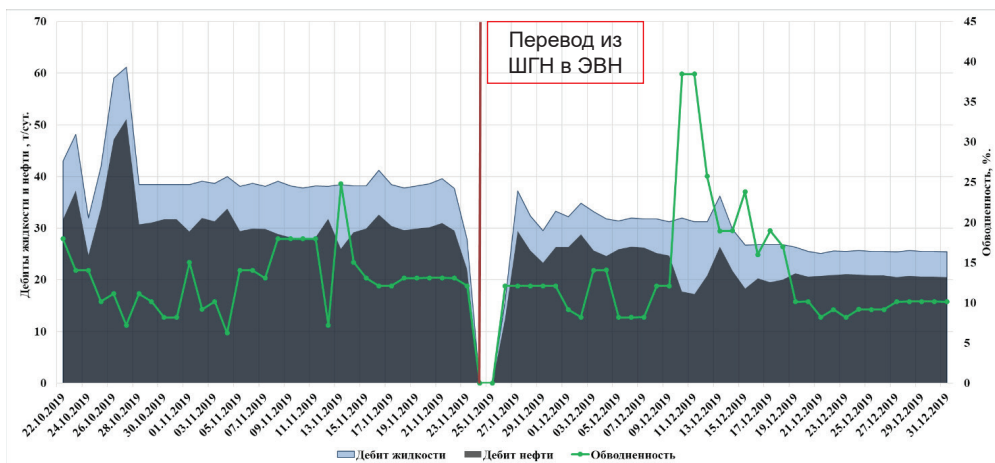


Рисунок 5. График динамики добычи скважины ГС-1

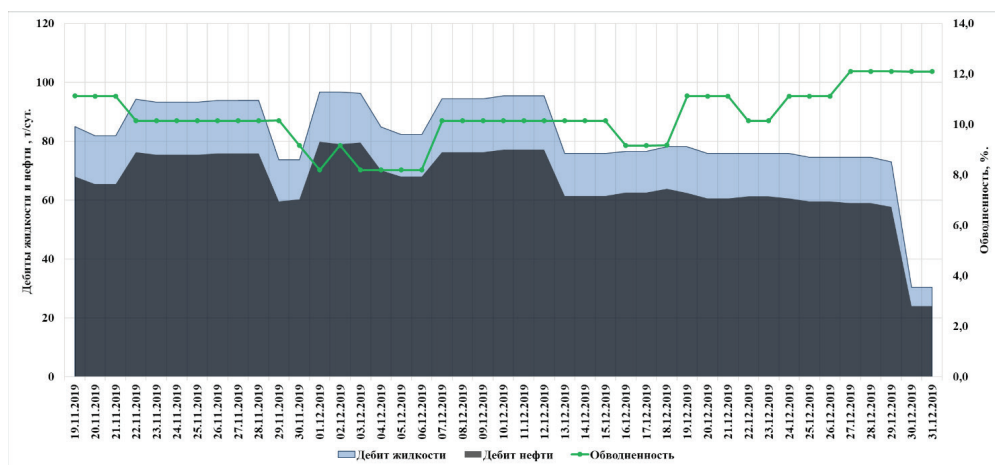


Рисунок 6. График динамики добычи скважины ГС-2

В связи с успешностью обеих горизонтальных скважин было рассмотрено бурение на горизонтах с более высокой вязкостью нефти. Рассмотрение эффективности бурения горизонтальных скважин для увеличения нефтеотдачи предопределили направление исследований данной работы.

Оценка эффективности бурения горизонтальных скважин для горизонта alb3

Расчеты по оценке эффективности разработки горизонтов при помощи горизонтальных скважин проводились на проектной скважине, проложенной в гидродинамической модели. Гидродинамическая модель строится, основываясь на геологической модели, учитывает геолого-физические и технологические факто-

ры. Сопоставляя расчетные и фактические показатели разработки, параметры дополняются, приводя к окончательной версии, на которой в дальнейшем производятся прогнозные расчеты.

При адаптации истории было установлено, каким способом индивидуальные особенности модели воздействуют на дальнейшие показатели разработки. Для этого модель адаптировалась по сходимости динамики пластового давления при контроле по добыче жидкости, при достижении достаточной сходимости контроль вводился по добыче нефти.

Для каждой скважины был создан входной исторический файл, который содержит всю необходимую информацию (интервал перфорации, связь с координатной сеткой (x, y, z), внутренний диаметр колонны и т.д.). Для анализа качества

настройки показателей работы скважин на период истории проведено сравнение накопленной добычи нефти, воды, жидкости с историческими данными. Критерием настройки служил коридор +/-15% от исторических значений накопленной добычи нефти. По меловым горизонтам при высокой проницаемости закачиваемая вода не достигала добывающих скважин, тем временем не поддерживая давление в скважинах, переходя в другие части пласта.

При проведении прогнозных расчетов необходимо поставить контроль по одному из показателей разработки, т.е. по дебиту

жидкости, нефти, по забойному давлению и т.д. Остальные параметры изменяются, придерживаясь контрольного параметра. Расчеты проведены по 2 скважинам: HW-I (целевой горизонт – alb3), HW-II (целевой горизонт – alb4).

По горизонту alb3 была заложена 1 проектная горизонтальная скважина. Траектория скважины проходит в центральной части залежи и охватывает участок с высокой плотностью остаточных запасов. Скважина вскрыла целевой горизонт на глубине 241 м (-127 м) и простирается на 260 м по горизонту.

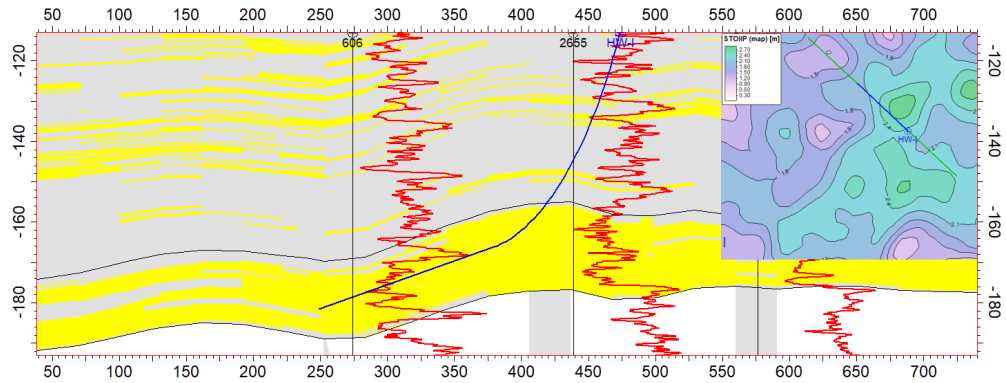


Рисунок 7. Профиль куба литологии

Расчет прогнозных показателей был проведен на гидродинамической модели, которая была обновлена в 2019 г. Были проведены 2 расчета.

В первом расчете был поставлен контроль по жидкости 25 м³/сут. Накопленная добыча нефти составляет выше 19 тыс. м³ за более 15 лет разработки.

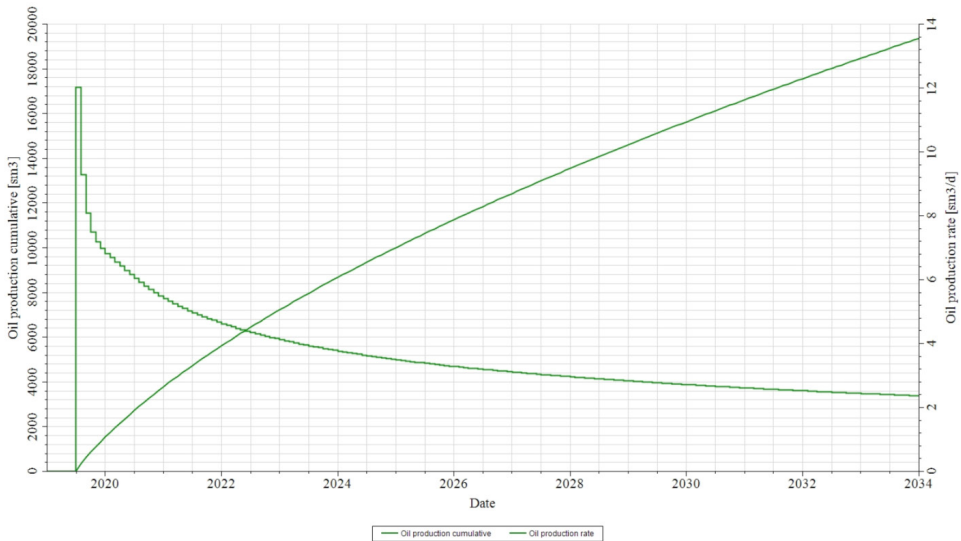


Рисунок 8. Динамика накопленной добычи нефти и дебита нефти в условиях контроля по жидкости 25 м³/сут

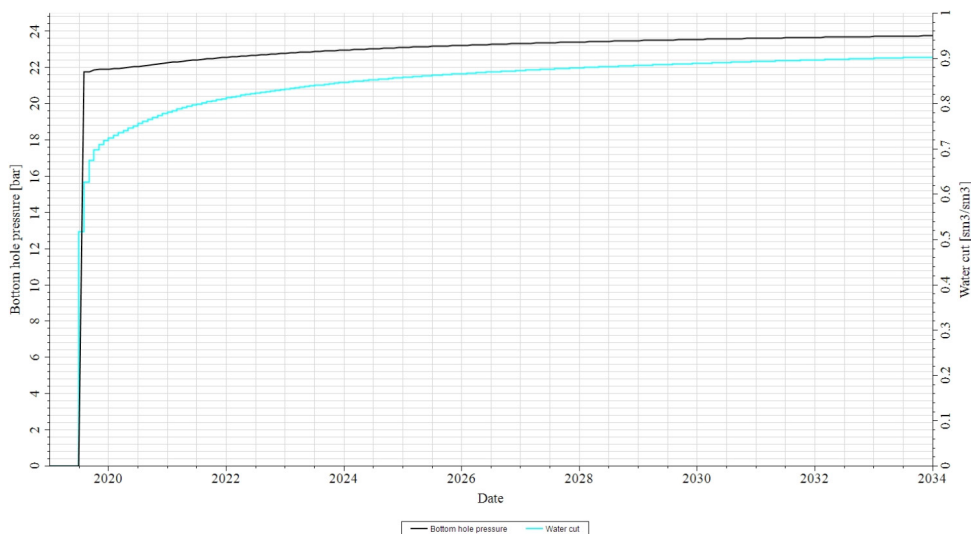


Рисунок 9. Динамика забойного давления и обводненности в условиях контроля по жидкости 25 м³/сут

Во втором расчете контроль был поставлен по забойному давлению 15 бар.

Накопленная добыча нефти за более 15 лет составляет выше 60 тыс. м³.

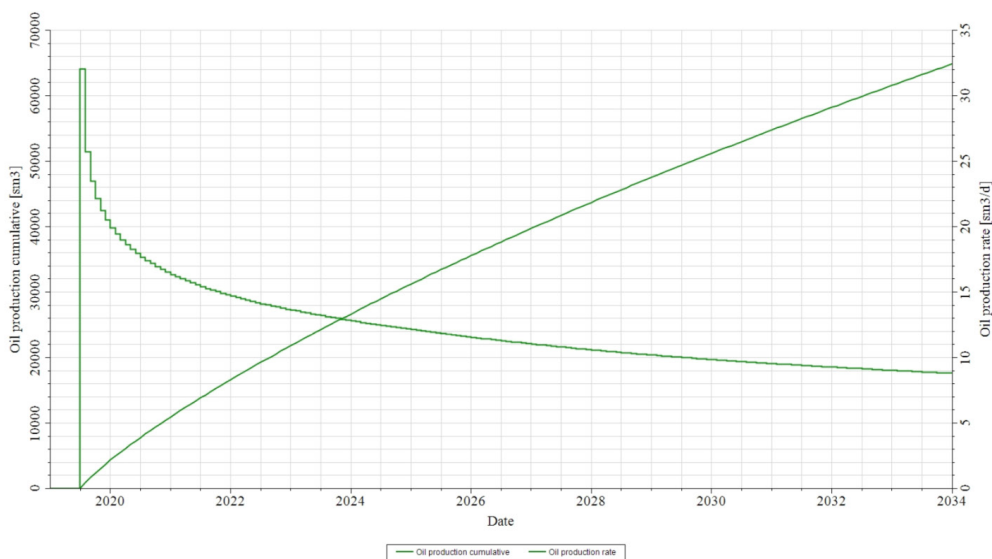


Рисунок 10. Динамика накопленной добычи нефти и дебита нефти в условиях контроля по забойному давлению 15 бар

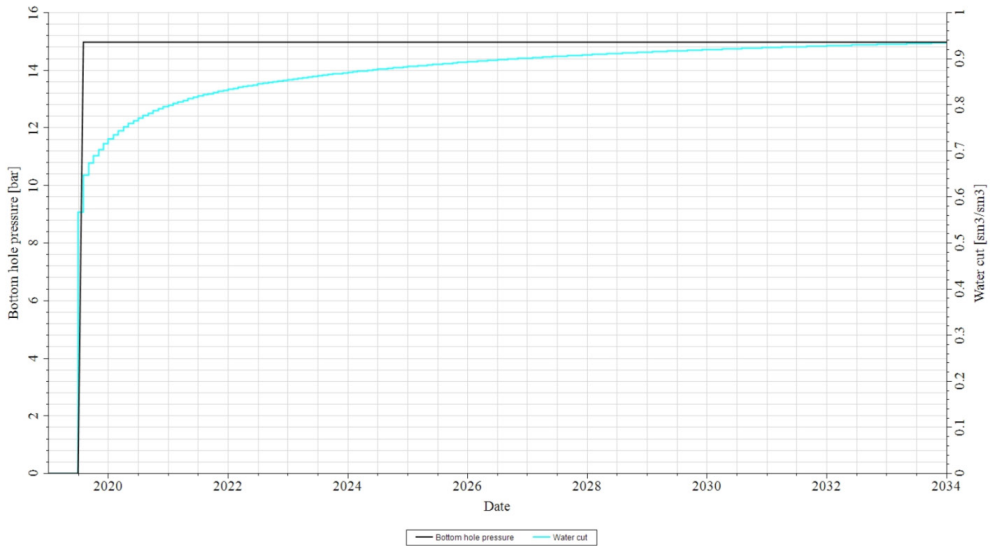


Рисунок 11. Динамика забойного давления и обводненности в условиях контроля по забойному давлению 15 бар

Оценка эффективности бурения горизонтальных скважин для горизонта alb4

По горизонту alb4 перед проведением расчета на модели была заложена гори-

зонтальная скважина. Скважина вскрыла целевой горизонт на глубине 347 м (-208 м), и длина горизонтальной секции скважины более 200 м.

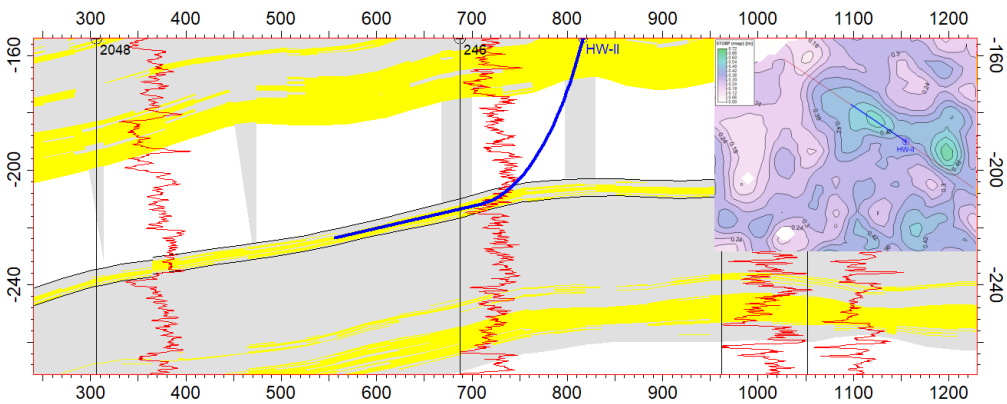


Рисунок 12. Профиль куба литологии

По данной скважине были проведены несколько расчетов. В первом расчете контроль был поставлен по забойному давлению 14 атм, т.е. расчет был проведен при

условии, что забойное давление не будет ниже давления насыщения.

По результатам расчета накопленная добыча нефти составляет выше 30 тыс. м³ за 15 лет эксплуатации.

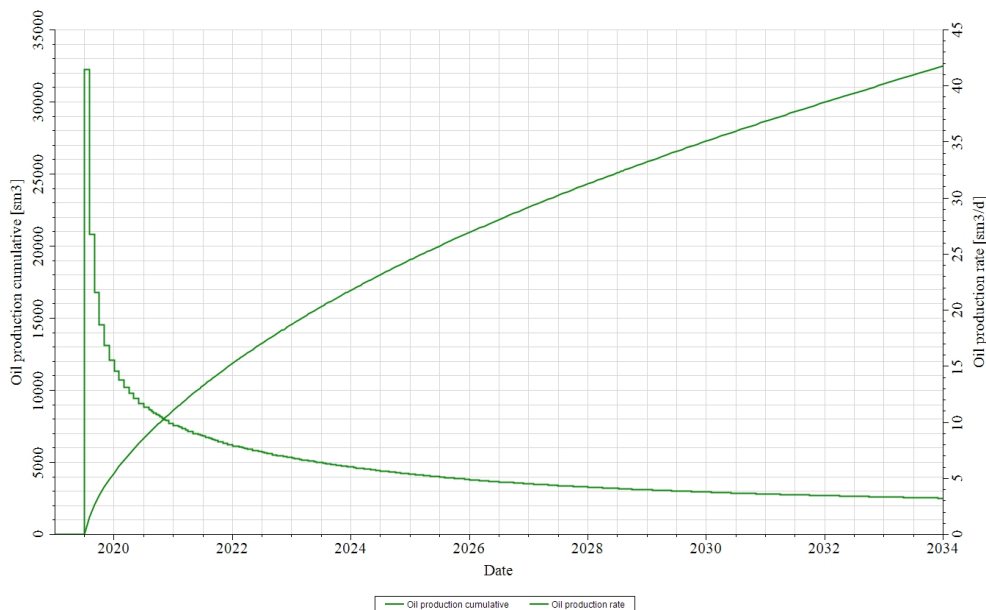


Рисунок 13. Динамика накопленной добычи нефти и дебита нефти в условиях контроля по забойному давлению 14 бар

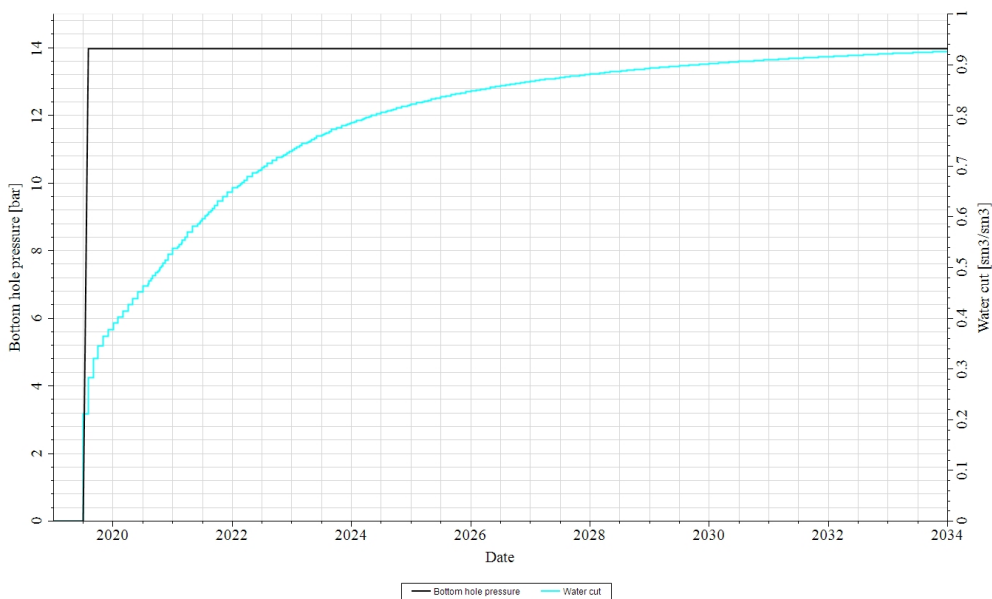


Рисунок 14. Динамика забойного давления и обводненности в условиях контроля по забойному давлению 14 бар

Далее был проведен расчет, при котором контроль был поставлен по дебиту жидкости 20 м³/сут. При более высоком дебите жидкости наблюдается сильное снижение забойного давления от давления насыщения.

В результате расчета накопленная добыча нефти горизонтальной скважины за 15 лет работы на горизонте alb4 составляет в пределах 23 тыс. м³.

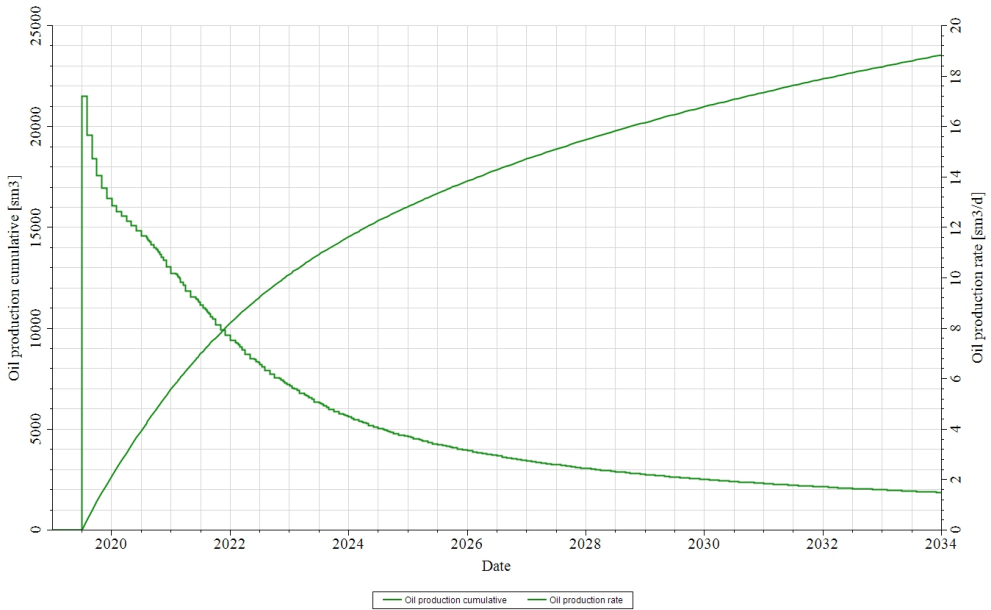


Рисунок 15. Динамика накопленной добычи нефти и дебита нефти в условиях контроля по дебиту жидкости 20 м³/сут

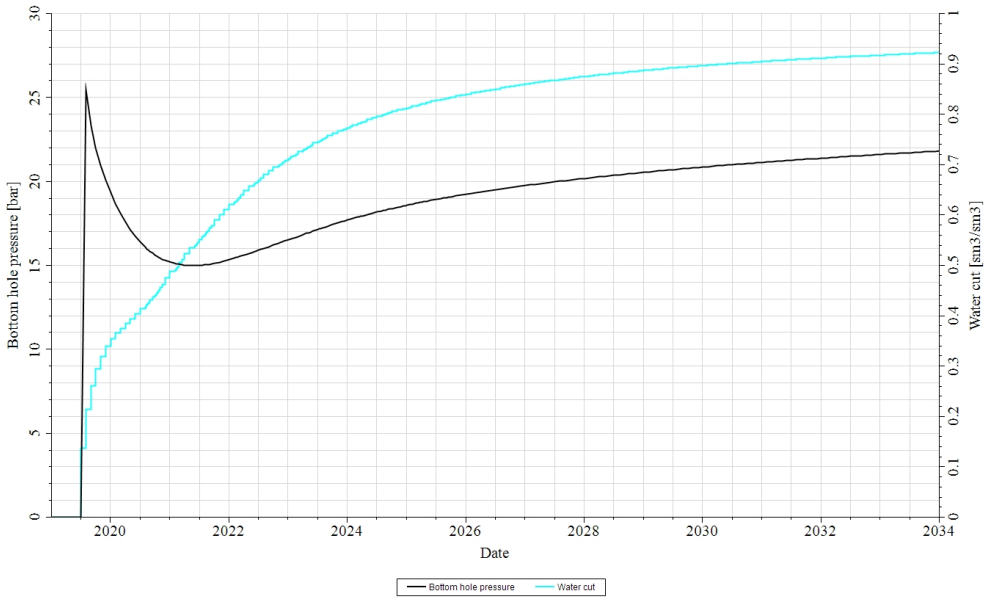


Рисунок 16. Динамика забойного давления и обводненности в условиях контроля по дебиту жидкости 20 м³/сут

Экономическая эффективность бурения горизонтальных скважин

Любое мероприятие, предлагаемое к реализации, нуждается в предварительной оценке возможностей его развития, прежде всего с точки зрения инвесторов.

Для оценки экономической рентабельности рассматриваемых горизонтальных скважин рассчитан индекс доходности PI. При этом использовались прогнозные показатели скважин на 5 лет из расчетов по гидродинамической модели. Также результаты сопоставлены с показателями

вертикальных скважин по соответствующим горизонтам. Дебит вертикальных скважин взят как средний дебит действующего фонда, добыча последующих годов рассчитана снижением добычи с помощью утвержденного темпа падения данного месторождения. В табл. 2 приведены результаты оценки рентабельности.

По горизонту alb3 за 1 год разработки рентабельная добыча достигается по горизонтальной скважине HW-1 при ограничении забойного давления на 15 бар, через 5 лет разработки по остальным вариан-

там рентабельность также достигается. Схожая ситуация и по горизонту alb4: горизонтальная скважина HW-2, ограниченная забойным давлением не более 14 бар, достигает рентабельности на 1 год разработки, по остальным вариантам расходы окупаются в последующие года.

В заключение необходимо отметить, что бурение горизонтальных скважин на данных горизонтах более предпочтительно с точки зрения экономики по сравнению с бурением вертикальных скважин, даже при контроле по добываемой жидкости.

Таблица 2. Экономическая эффективность бурения проектных скважин

№ п/п	Скважина	Целевой горизонт	Контроль при расчете добычи	Вид	Глубина по стволу, м	Прогнозный дебит м ³ /сут	Добыча нефти, т.					PI за первые 12 мес	PI
							1-й год	2-й год	3-й год	4-й год	5-й год		
1	HW-I	alb3	BHP-15 bar	ВНС ГС	438	18	7903,6	6047,4	5409,6	5007,9	4717,3	1,4	5,0
2	HW-I	alb3	Q _{Лiq} -25 м ³ /д	ВНС ГС	438	6,2	2755,4	2009,0	1708,0	1520,3	1390,7	0,4	1,6
3	VW-I	alb3		ВНС верт.	270	2	658,8	578,1	504,4	441,4	386,2	-0,2	1,3
4	HW-II	alb4	BHP-14 bar	ВНС ГС	525	18,3	6716,0	3660,6	2946,0	2526,7	2231,5	1,1	2,7
5	HW-II	alb4	Q _{Лiq} -20 м ³ /д	ВНС ГС	525	13,6	4969,5	3798,6	2820,2	2113,2	1662,3	0,8	2,3
6	VW-II	alb4		ВНС верт.	300	2,5	823,5	722,6	630,5	551,7	482,7	-0,02	1,7

Выводы

Вскрытие продуктивной толщи направленными, в т.ч. наклонно-горизонтальными, скважинами позволяет повысить продуктивность скважин за счет увеличения площади фильтрации, продлить период безводной эксплуатации скважин, увеличить степень извлечения углеводородов на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки, повысить эффективность закачки агентов в пласты, вовлечь в разработку пласты с низкими коллекторскими свойствами и высоковязкой нефтью.

При рассмотрении бурения горизонтальных скважин на месторождении с высоковязкой нефтью был проведен расчет прогнозных показателей на горизонтах alb3 и alb4 на гидродинамической модели. По каждому варианту заложения ствола расчет проводился при контроле дебита жидкости, а также при контроле по забойному давлению.

При контроле по дебиту жидкости на 25 м³/сут по скважине, заложенной на горизонте alb3, накопленная добыча нефти составила 19,4 тыс. м³, при контроле по дебиту жидкости на 20 м³/сут по скважине, заложенной на горизонте alb4, накопленная добыча нефти – 23,6 тыс. м³ за 15 лет разработки.

При контроле по забойному давлению на 15 бар по скважине, заложенной на горизонте alb3, накопленная добыча нефти составила 65 тыс. м³, при контроле по забойному давлению на 14 бар по скважине, заложенной на горизонте alb3, накопленная добыча нефти – 32,5 тыс. м³ за 15 лет разработки.

По результатам расчета наибольшая накопленная добыча нефти была получена при контроле по забойному давлению при разработке горизонтальной скважины, заложенной на горизонте alb3, хотя вязкость нефти по alb3 – 179,3 мПа*с, по alb4 – 102,6 мПа*с. Следует отметить что,

в зоне заложения скважин плотность остаточных запасов как минимум 4 раза больше на горизонте alb3.

На текущую дату на горизонте alb3 фактически работают вертикальные скважины с накопленной добычей нефти выше 18 тыс. м³ более, чем за 15 лет разработки, на горизонте alb4 – с накопленной добычей нефти выше 5 тыс. м³ более, чем за 10 лет разработки. Более широкий охват, достигнутый горизонтальными скважинами, позволил уменьшить обводненность продукции и увеличить добычу нефти.

По результатам оценки экономической рентабельности наиболее успешными оказались горизонтальные скважины HW-I и HW-II, ограниченные по давлению в забое, индекс доходности – 5,0 и 2,7 соответственно. Бурение горизонтальных скважин на данных горизонтах более предпочтительно с точки зрения экономики по сравнению с бурением вертикальных скважин, даже при контроле по добываемой жидкости.

Список использованной литературы

1. Богданов В.Л., Медведев Н.Я., Ерохин В.П., Саркисянц Б.Р., Батулин Ю.Е., Юрьев А.Н., Дегтянников Е.А., Балуев А.А., Афанасьев В.А. Анализ результатов бурения и эксплуатации горизонтальных скважин на Федоровском месторождении. – Нефтяное хозяйство, 2000, № 8, с. 30–42.
2. Бурение горизонтальных скважин. – Оренбург, 1998, 480 с.
3. Колонских А. Добыча высоковязкой нефти. Мониторинг и оптимизация при помощи многофазной дебитометрии. – Lambert Academic Publishing, 2013, 152 с.
4. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учебник для вузов. – «Недра-Бизнесцентр», М., 2002, 632 с.

ТЕНГРИ КЕН-ОРНЫ ҮЛГІСІ РЕТІНДЕ ТҰТҚЫРЛЫҒЫ ЖОҒАРЫ МҰНАЙ КЕН-ОРЫНДАРЫНДА КӨЛБЕУ БАҒЫТТАЛҒАН ҰҢҒЫМАЛАРДЫ ПАЙДАЛАНУ ТИІМДІЛІГІН БАҒАЛАУ

А.С. Марданов, Р.А. Юсубалиев, А.А. Ергалиев, А.М. Рахметуллин

Қазақстанда тұтқырлығы жоғары мұнай кен-орындары үлесінің өсуіне байланысты, оларды тиімді игеру мүмкіншілігі күрделене түсуде. Күрделі құрылымды терригендік қойнауқаттар мен өткізгіш қабаттардағы тұтқырлығы жоғары мұнай өнімдерін игеру, әдетте, мұнай алу коэффициентінің төменгі қарқынымен сипатталады. Қазіргі уақытта осыған ұқсас кен-орындарды игеруге арналған технологиялар технологиялар тиімсіз және өте шығынды болып келеді. Тенгри кен-орны бойынша, игерудің жобалық құжатына сәйкес, тік ұңғымаларды пайдаланып, игерудегі тәжірибелік тәлімі ретінде бор қабаты қарастырылды. Көлбеу бұрғыланған ұңғымалардың жұмыс параметрлерінің орташа сипаттамалары салыстырылып, осы ұңғымаларды одан әрі пайдалану тиімділігін арттыру бағытында шаралар ұсынылды.

Түйін-сөздер: көлденең бағытталған ұңғы, тұтқырлығы жоғары мұнай, терригенді коллектор, мұнай алу коэффициенті.

EFFICIENCY OF HORIZONTAL WELLS IN FIELDS WITH HIGHLY VISCOUS OIL ON THE EXAMPLE OF TENGRI FIELD

A.S. Mardanov, R.A. Yussubaliev, A.A. Yergaliyev, A.M. Rakhmetullin

Due to the growing share of high-viscosity oils in Kazakhstan, task of their effective development is becoming more complicated. Development of terrigenous reservoirs that have a complex structure and contain high-viscosity oil lead to low rates of sampling and low values of oil recovery factor. Currently, technologies that ensure high efficiency in development of such deposits are very expensive. The paper considers a pilot section of the development horizon of cretaceous system of the Tengri field, drilled with vertical wells in accordance with current project document. Further the average characteristics of the parameters of horizontal

wells are compared and measures are proposed to improve the efficiency of further operation of these wells.

Key words: horizontal well, high viscosity oil, terrigenous reservoir, oil recovery factor.

Информация об авторах

Марданов Алтынбек Сүлейменұлы – директор департамента по разработке, *mardanov.a@lpcmg.kz.*

Юсубалиев Ренат Асылбекович – руководитель службы мониторинга разработки, *yussubaliev.r@lpcmg.kz.*

Ерғалиев Асылхан Амантайұлы – старший инженер службы мониторинга разработки, *yergaliev.a@lpcmg.kz.*

Рахметуллин Абай Максотович – старший инженер службы мониторинга разработки, *rakhmetullin.a@lpcmg.kz.*

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