

2.8.4.  
УДК 622.276.1/8  
DOI:

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ  
И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ  
10.37493/2308-4758.2023.2.8

Желудков А. В.,  
Мишагина В. Ф.

Филиал «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»  
«КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени

### **ФАКТОРНЫЙ АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ БОКОВЫХ СТВОЛОВ С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ**

Введение.

Одним из направлений повышения нефтеотдачи пластов на поздних стадиях разработки зрелых месторождений является бурение боковых стволов с горизонтальными участками. Трудноизвлекаемые остаточные запасы нефти в основном сосредоточены в краевых зонах пластов с небольшими нефтенасыщенными толщинами и низкой проницаемостью. В статье эффективность бурения боковых горизонтальных стволов и полученная дополнительная добыча нефти проанализированы путем многофакторного анализа с учетом геологической неоднородности и технологических особенностей.

Материалы и методы исследований.

Эффективность полученных результатов при бурении боковых горизонтальных стволов зависит не только от выбора точки на карте нефтеносного пласта, но и от структуры остаточных трудноизвлекаемых запасов нефти и фильтрационно-емкостных свойств пласта. В статье представлен анализ полученных результатов пробуренных горизонтальных боковых стволов, размещение которых было проработано с учетом фациальной обстановки формирования пласта и геологической неоднородности.

Результаты исследований и их обсуждение.

Авторами проанализирована работа боковых горизонтальных стволов с момента их запуска, позволяющая определить зависимость эффективности их работы от совместной или раздельной эксплуатации пластов АВ<sub>1</sub><sup>3</sup> и АВ<sub>2</sub> с учетом геологических особенностей осадконакопления и различий фильтрационно-емкостных свойств. Для выбора скважин-кандидатов для зарезки бокового ствола выделены группы фаций континентального генезиса, с которыми связаны песчаные тела.

Выводы.

Прослежена закономерность технологических параметров боковых вторых стволов от геологических особенностей, на основе факторного анализа сформированы направления по дальнейшим подходам к бурению БВС. Мониторинг фактических данных определил факторы, влияющие на эффективность входных технологических показателей работы скважин.

Ключевые слова:

Боковой горизонтальный ствол (БГС), фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС), дебит скважин, водонефтяной фактор (ВНФ), геолого-техническое мероприятие (ГТМ).

Zheludkov A. V.,  
Mishagina V. F. Branch of «LUKOIL-Engineering»  
«KogalymNIPIneft» in Tyumen

## Factor Analysis of the Efficiency of Drilling Lateral Shafts with Horizontal Ending

**Introduction.** One of the ways to increase oil recovery at the late stages of development of mature fields is the drilling of lateral shafts with horizontal sections. Hard-to-recover residual oil reserves are mainly concentrated in the marginal zones of formations with small oil-saturated thicknesses and low permeability. The article studies the efficiency of drilling lateral horizontal shafts and the resulting additional oil production by multifactor analysis with account of geological heterogeneity and technological features.

**Materials and research methods.** The effectiveness of the results obtained when drilling lateral horizontal shafts depends not only on the choice of a point on the map of the oil reservoir, but also on the structure of the residual hard-to-recover oil reserves and the filtration and reservoir properties of the reservoir. The article presents an analysis of the obtained results of drilled horizontal lateral shafts, the placement of which was worked out with account of the facies conditions of formation and geological heterogeneity.

**Research results and their discussion.** The authors analyzed the operation of lateral horizontal shafts from the moment of their launch, which makes it possible to determine the dependence of the efficiency of their work on the joint or separate operation of the  $AB_1^3$  and  $AB_2$  layers, taking into account the geological features of sedimentation and differences in filtration and capacitance properties. To select prospective wells for cutting the lateral trunk, groups of facies of continental genesis were identified, with which sand bodies are associated.

**Conclusion.** The dependency of technological parameters of the lateral second shafts on geological features is traced. On the basis of factor analysis directions for further approaches to the drilling of the UW are specified. Monitoring of the actual data determined the factors affecting the efficiency of the input technological indicators of the wells.

**Key words:** lateral horizontal shaft (BGS), filtration and capacitance properties (FES), well flow rate, oil and water factor (VNF), geological and technical event (GTM)

## **Введение**

На сегодняшний день преобладающая часть зрелых месторождений Западной Сибири находятся на поздних стадиях разработки. Показатели выработки начальных извлекаемых запасов нефти отражают снижение уровня добываемой продукции из-за роста обводненности, значительный отбор запасов нефти с увеличением промытых зон и ростом неработающего фонда.

Запланированный уровень добычи нефти и более полная выработка остаточных запасов углеводородов поддерживается методами повышения нефтеотдачи, таким как бурение боковых стволов, являющийся наиболее эффективным геолого-техническим мероприятием. Для повышения эффективности бурения вторых стволов с горизонтальным окончанием необходимо учитывать различные геологические, технологические факторы.

Основные запасы нефти добыты наклонно-направленными скважинами. Учитывая геологические особенности объектов разработки, в частности объекта АВ<sub>1-2</sub>, который представлен двумя продуктивными пластами АВ<sub>1</sub><sup>3</sup> и АВ<sub>2</sub>, значительно различающимися по ФЕС с обширными водонефтяными зонами, «окнами слияния», в полной мере реализовать потенциал данного объекта разработки базовой сеткой наклонно-направленных скважин не удалось, в связи с чем было принято решение о бурении боковых стволов с горизонтальным окончанием.

## **Материалы и методы исследований**

Основным условием успешного размещения боковых горизонтальных стволов является предварительное тщательное изучение геологических условий залегания продуктивного пласта, фильтрационно-емкостных свойств пластов и объем остаточных запасов нефти. В процессе добычи нефти из месторождений с длительной историей разработки по различным причинам фронт вытеснения нефти распространяется неравномерно по всей площади пласта, в результате чего образуются нетронутые целики нефти. При планировании размещения БГС особое внимание уделяется анизотропии пласта как латеральной, так и горизонтальной, выявлению наличия слабозабобщенных подошвенных вод, расстоянию до ВНК, градиенту давления внутри залежи, обводненности про-

дукции окружающих скважин, проницаемости и трещиноватости и расчлененности пропластков. Рассмотрим опыт применения БГС на объект АВ<sub>1-2</sub> Нивагальского месторождения.

Объект АВ<sub>1-2</sub> представлен двумя продуктивными пластами: АВ<sub>1</sub><sup>3</sup> и АВ<sub>2</sub>. Условно по объекту можно выделить 5 типов разреза (рис. 1). На рассматриваемом участке встречаются все представленные на рисунке 1 типы разрезов. Рассматриваемые БГС на участке анализа пробурены на все типы разреза. Так, пойменные (типы разрезов 1, 2, 3) и русловые отложения (типы разрезов 4, 5) пробурены как отдельно на пласты АВ<sub>1</sub><sup>3</sup> и АВ<sub>2</sub>, так и совместно.

Объект АВ<sub>1-2</sub> характеризуется неоднородным строением и невыдержанностью литологических разностей по площади, что связано прежде всего с фациальной изменчивостью осадков континентального и прибрежно-морского комплекса. Эти геологические условия в значительной мере влияют на эффективность эксплуатационного бурения, применяемых систем и технологий разработки.

Пласт АВ<sub>1</sub><sup>3</sup> выдержан по площади, по разрезу имеет однотипное строение, расчлененность – 2,5, характеризуется ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами, средняя проницаемость по участку 57 мД, по нефтенасыщенной части – 114 мД.

Пласт АВ<sub>1</sub><sup>3</sup> сформировался в мелководно-морских и прибрежно-морских условиях, выделяются песчаники трансгрессивных баров пласта АВ<sub>1</sub><sup>3</sup>.

Высокая фациальная изменчивость пласта АВ<sub>2</sub> по площади и разрезу связана с условиями континентального осадконакопления. В отложениях поймы пласт АВ<sub>2</sub> образован песчаниками русловых потоков, разрывных каналов, глинисто-алевритовых отложений с переслаиванием песчаников.

В пределах нижней части пласта АВ<sub>1</sub><sup>3</sup> выделяется песчаное тело по критерию:  $\sigma_{ps} \geq 0,5$  д. ед., отложения которого, вероятнее всего, сформировались в дельтовой обстановке (рис. 2). Его распространение дифференцировано по изучаемой площади. Зоны отсутствия песчаного тела, а также значения  $\sigma_{ps}$ , близкие к граничному (0,5 д. ед.), картируются в основном в центральной части участка анализа, в котором границы тела устанавливаются достаточно уверенно.

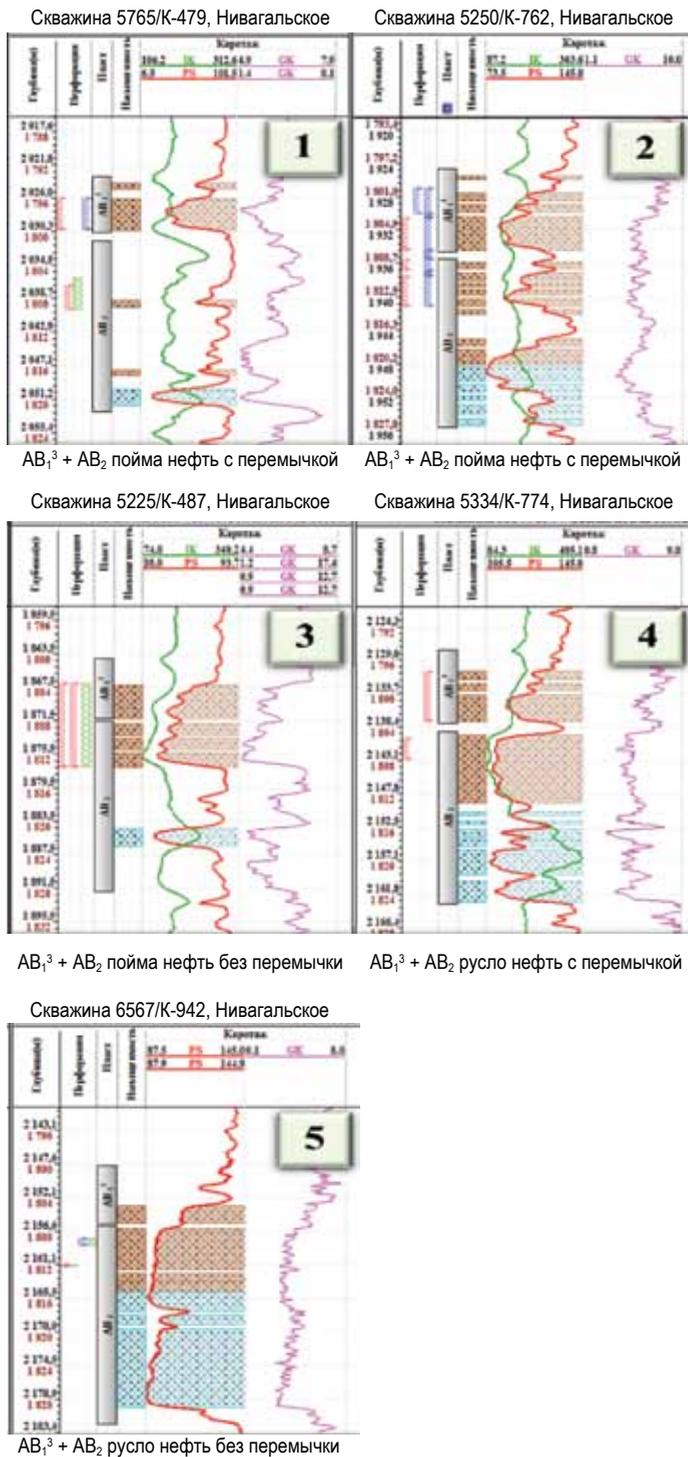


Рисунок 1.

Типы разрезов пластов AB<sub>1</sub><sup>3</sup> и AB<sub>2</sub>.

Figure 1. Types of sections of AB<sub>1</sub><sup>3</sup> and AB<sub>2</sub> formations.

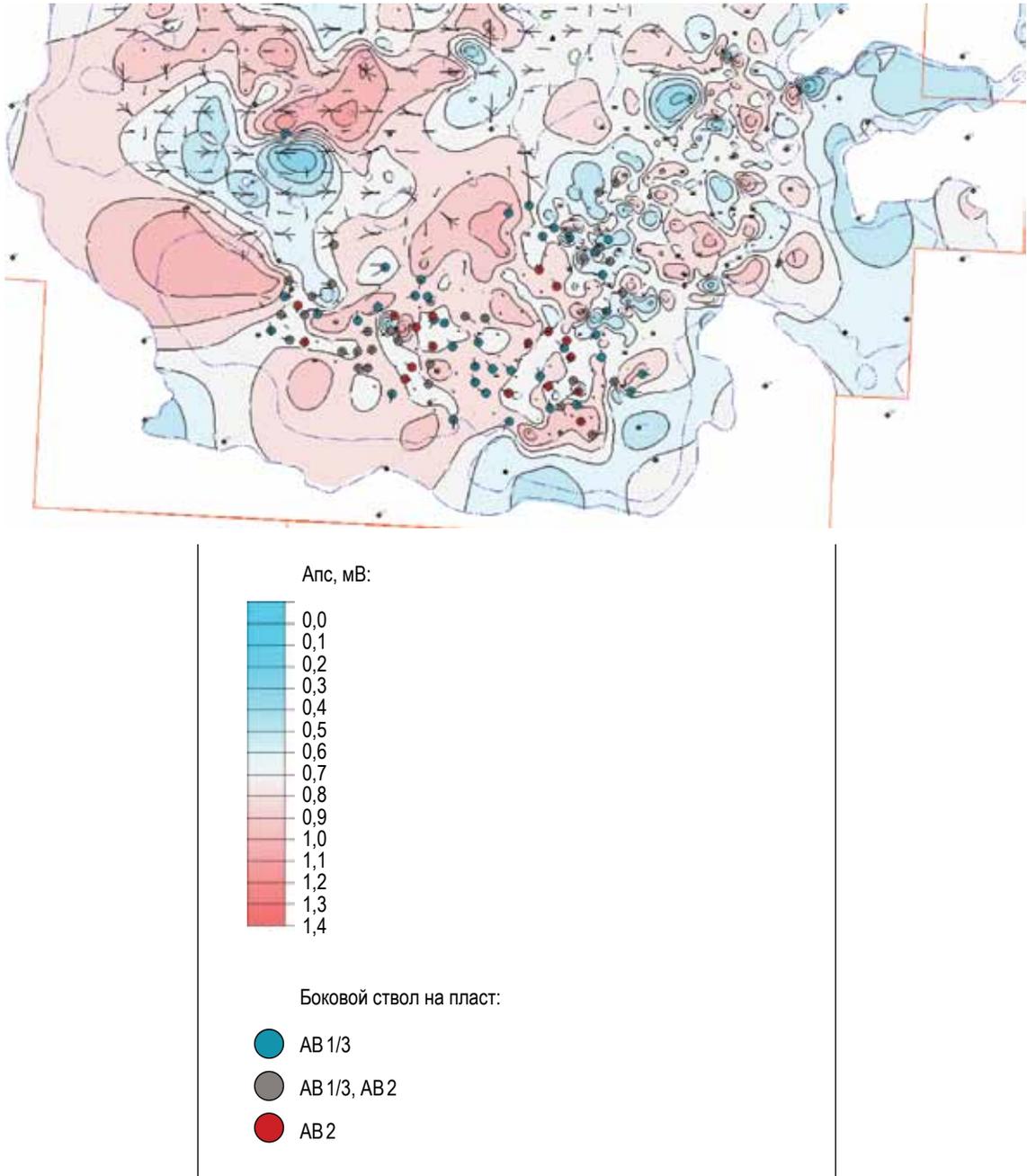


Рисунок 2.

**Выкопировка с карты параметра  $\alpha_{nc}$ .**Figure 2. Copying parameter  $\alpha_{nc}$  from the map.

На участке анализа выделяются различные типы разрезов, что непосредственно имеет отражение при принятии решений о выборе ГТМ. Для выбора скважин-кандидатов для зарезки бокового ствола и обоснования мероприятий по формированию системы ППД в разрезе АВ<sub>2</sub> выделено две группы фаций континентального генезиса, с которыми связаны песчаные тела. Это фации русел и поймы, распространение которых приведено на рисунке 3.

В условиях континентального осадконакопления нижележащий пласт АВ<sub>2</sub> в высокой степени неоднороден, в связи с чем мощность глинистого раздела между пластами изменяется от 0 до 9 метров, в связи с чем встречаются многочисленные «окна слияния» коллекторов пластов АВ<sub>1</sub><sup>3</sup> и АВ<sub>2</sub>, образуя единый гидродинамический резервуар (рис. 4).

При подборе скважины-кандидата для проведения бокового горизонтального ствола проводился многофакторный анализ участка. В данном анализе, помимо динамики технологических показателей работы скважин, энергетического состояния пласта и выработки запасов по разрезу и ПГИ, анализировались карты изохрон обводнения, карты компенсации добычи закачкой, карты влияния закачки с определением направления и силы корреляционных связей между скважинами.

Анализ выработки запасов по промыслово-геофизическим исследованиям пласта АВ<sub>1</sub><sup>3</sup> показал, что при совместной эксплуатации с пластом АВ<sub>2</sub> при наличии русловых отложений большая выработка идет из нижнего пласта (рис. 5, а). При совместной эксплуатации пластов АВ<sub>1</sub><sup>3</sup> и АВ<sub>2</sub> с отсутствием русловой части – основной вклад в выработку вносит верхний пласт (рис. 5, б). Таким образом, анализ данных ПГИ при совместной эксплуатации пластов АВ<sub>1</sub><sup>3</sup> и АВ<sub>2</sub> показал, что пласт АВ<sub>1</sub><sup>3</sup> хорошо работает при отдельной эксплуатации, особенно трансгрессивный бар.

Исторически, начиная с 2006 года, по объекту АВ<sub>1,2</sub> введено в эксплуатацию 114 боковых горизонтальных стволов с длиной горизонтального участка 200 м, основная часть которых (88 скважин) пробурена в Юго-Западной части объекта АВ<sub>1,2</sub> месторождения (табл. 1).

В первую очередь вводились БГС на более продуктивный пласт АВ<sub>2</sub>. На дату анализа пробурено 18 боковых горизонтальных

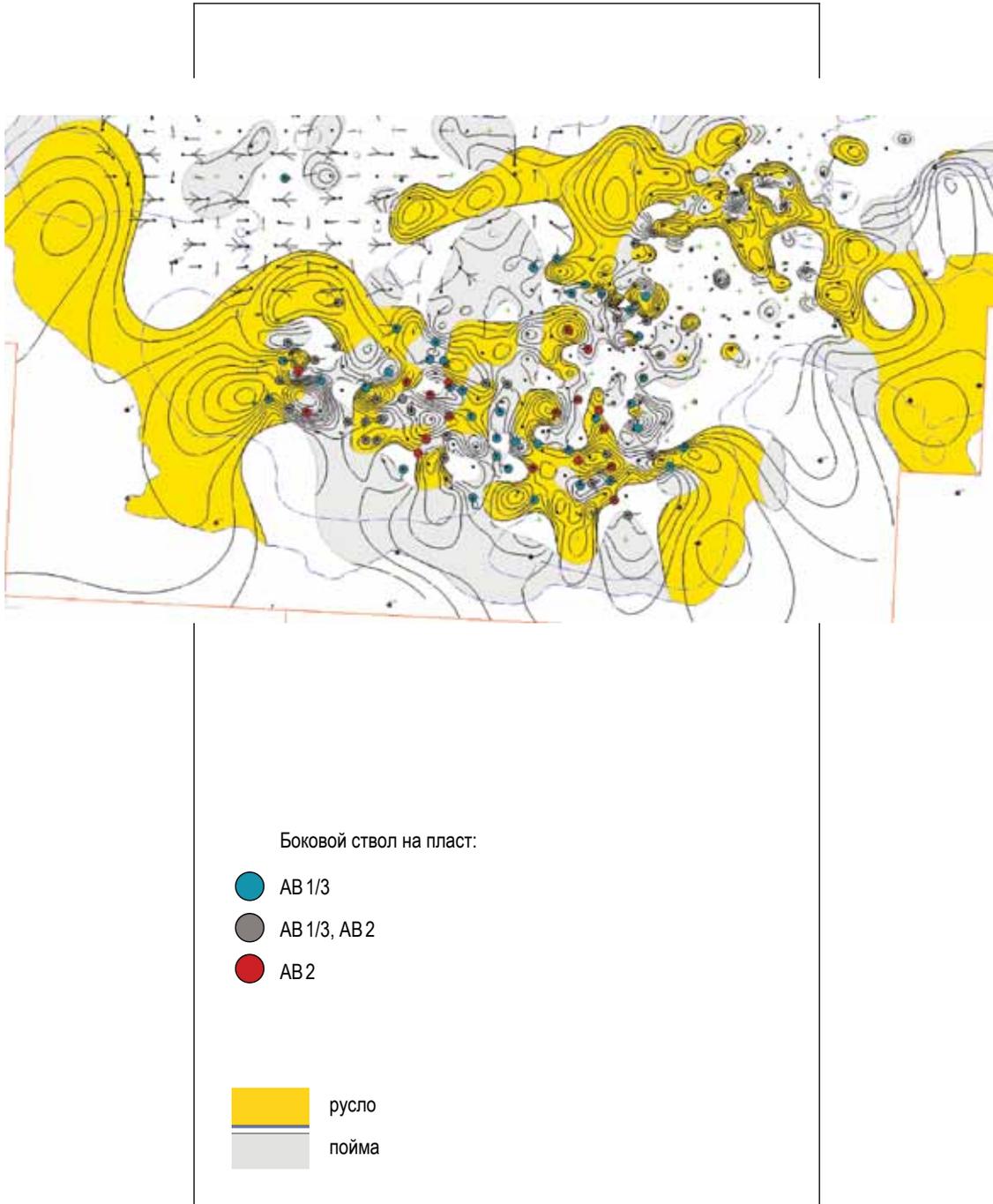
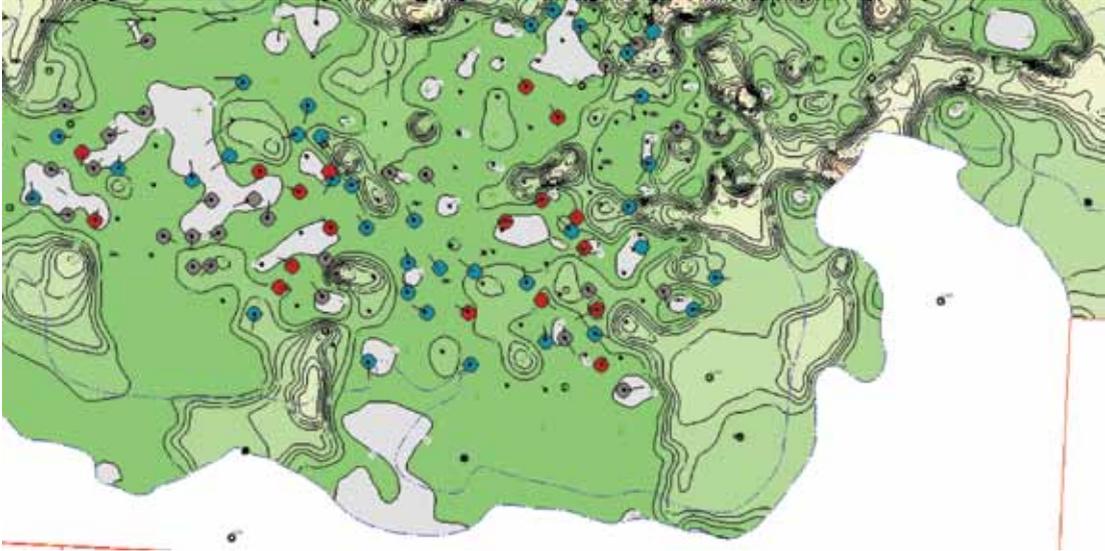


Рисунок 3.

**Выкопировка с карты русловых и пойменных отложений пласта АВ<sub>2</sub>.**

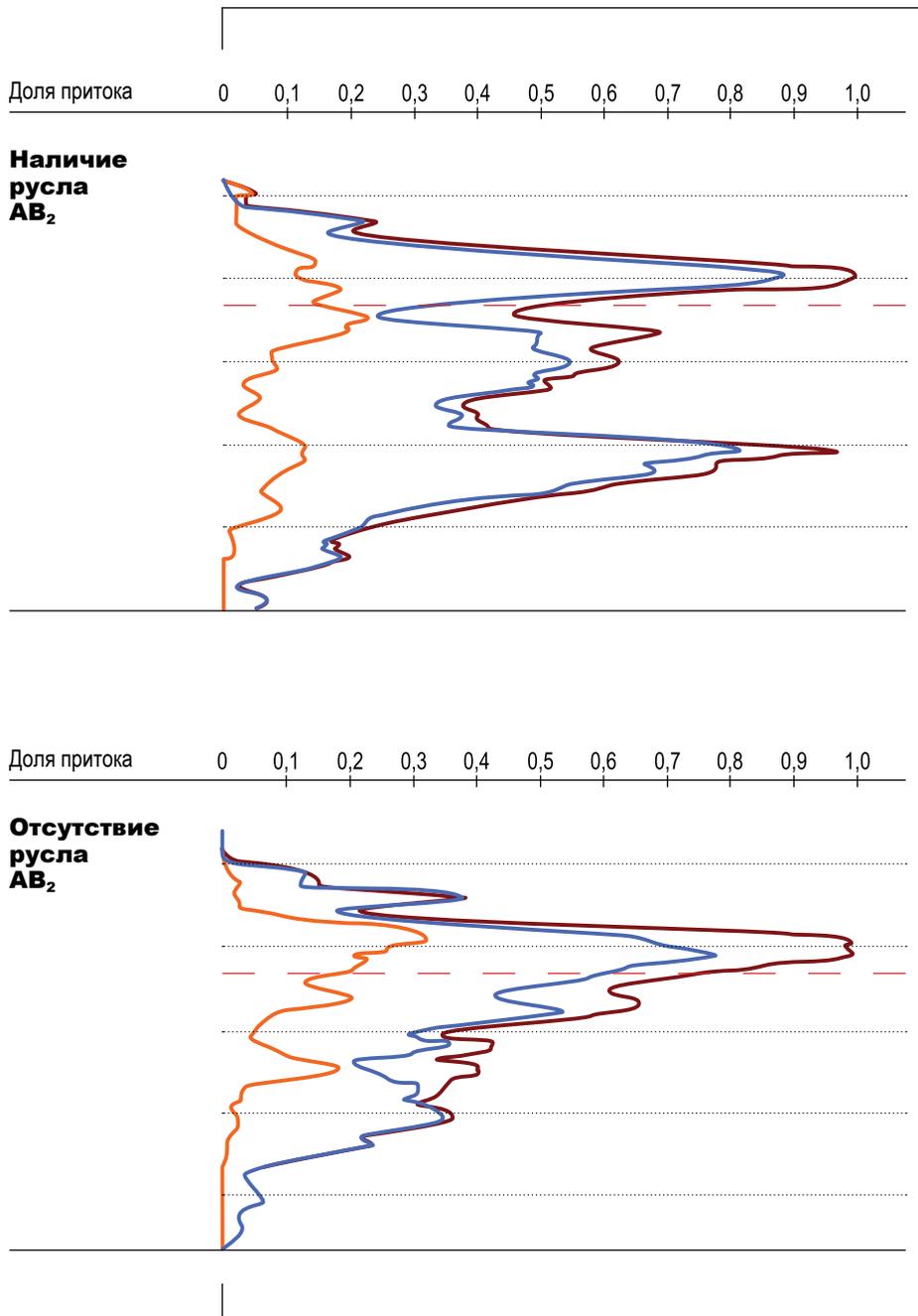
Figure 3. Extraction from the map of channel and floodplain deposits of the AV<sub>2</sub> formation.



**Рисунок 4.**

**Выкопировка с карты глинистой перемычки между пластами АВ<sub>1</sub><sup>3</sup> и АВ<sub>2</sub> Юго-Западного участка месторождения.**

Figure 4. Extraction from the map of the shale barrier between the АВ<sub>1</sub><sup>3</sup> and АВ<sub>2</sub> formations.



**Рисунок 5.** Статистический разрез по работающим и принимающим эффективным толщинам пласта АВ<sub>1</sub><sup>3</sup> и АВ<sub>2</sub> с учетом профиля притока/приемистости.

Figure 5. Statistical section on the working and receiving effective thicknesses of the АВ<sub>1</sub><sup>3</sup> and АВ<sub>2</sub> formation, taking into account the inflow/intake profile.

стволов. По мере выработки запасов пласта АВ<sub>2</sub>, начиная с 2018 года, активнее стал вводиться пласт АВ<sub>1</sub><sup>3</sup> (рис. 6). На текущий момент на пласт АВ<sub>1</sub><sup>3</sup> пробурен 41 БГС.

График зависимости накопленного водонефтяного фактора от фазовой проницаемости (рис. 7) показывает, что при наличии русловых фаций нижележащего пласта АВ<sub>2</sub> происходит более интенсивное обводнение продукции скважин. Система ППД на данном участке не оказала влияния на текущее обводнение скважиной продукции, так как нагнетательные скважины в основном расположены в краевых приконтурных зонах на достаточном удалении от пробуренных БГС.

Сведенный на одну дату график динамики водонефтяного фактора (рис. 8) по боковым горизонтальным стволам также показывает прямую взаимосвязь фациального влияния наличия русловых или пойменных отложений.

Из всего вышесказанного следует, что наличие в разрезе объекта русловых отложений пласта АВ<sub>2</sub> оказывает значительное влияние на работу БГС, что выражается в более интенсивном обводнении продукции скважин в течение первых шести месяцев эксплуатации, и как следствие, в снижении дебита нефти. На рисунке 9 приведена динамика изменения основных показателей работы скважин на различных пластах объекта АВ<sub>1-2</sub>.

### **Выводы**

При многофакторном анализе мы учитывали фациальные особенности, мощность глинистой перемычки между пластами АВ<sub>1</sub><sup>3</sup> и АВ<sub>2</sub>, зональную неоднородность. Мониторинг фактических данных с учетом многофакторного анализа показал, что накопленная добыча нефти боковых горизонтальных стволов объекта АВ<sub>1-2</sub> месторождения будет выше, что приведет к более высоким стартовым показателям и снижению скорости обводнения в процессе эксплуатации. Апробация и полученный опыт позволит корректно оценить и активно продолжить внедрение на других месторождениях в аналогичных неоднородных коллекторах.

Таблица 1. ДИНАМИКА ВВОДА БОКОВЫХ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СТВОЛОВ  
НА ЮГО-ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ОБЪЕКТА АВ<sub>1-2</sub>

ОБЪЕКТ		2006	2007	2009	2010	2011	
АВ <sub>1</sub> <sup>3</sup>	Количество БС, шт.			2	2	1	
	Доп. добыча, тыс. т			13,0	51,5	6,3	
	Средний прирост дебита нефти, т/сут			27,1	42,1	12,2	
	Уд. дебит нефти, т/сут			7,4	14	3,3	
АВ <sub>2</sub>	Количество БС, шт.	1	1	8	3	1	
	Доп. добыча, тыс. т	15,6	58,2	95,9	78,2	15,8	
	Средний прирост дебита нефти, т/сут	49,9	39,3	26,9	44,1	56,8	
	Уд. дебит нефти, т/сут	12,5	15,9	6,1	13,2	14,2	
АВ <sub>1</sub> <sup>3</sup> + АВ <sub>2</sub>	Количество БС, шт.					6	
	Доп. добыча, тыс. т					110,1	
	Средний прирост дебита нефти, т/сут					28,2	
	Уд. дебит нефти, т/сут					10,1	
Сумма	Количество БС, шт.	1	1	10	5	8	
	Доп. добыча, тыс. т	15,6	58,2	108,9	129,7	132,2	
	Средний прирост дебита нефти, т/сут	49,9	39,3	26,9	43,3	29,8	
	Уд. дебит нефти, т/сут	12,5	15,8	7,9	13,5	9,5	

Table 1. Dynamics of the input of lateral horizontal shafts in the South-Western part of the field of the AB<sub>1-2</sub> object

2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Итого
	2	2	1	1	3	3	3	7	8	6	41
	2,4	3,2	6,8	10,4	15,1	19,5	27,3	41,0	41,3	5,0	242,6
	6,8	5,5	5	9,3	19,9	18,4	10,6	10,3	9,9	9,8	13,3
	1,4	1,5	2,6	4,7	4,2	6,9	11,3	6,4	9,2	4,9	6,6
3		1									18
83,2		1									348,0
38,4		3,1									34,0
16,3		0,7									10,2
4	5	1	3	5	3	1	1				29
68,7	51,3	2,1	39,1	36,6	36,9	29,6	8,5				382,9
28,5	21,9	12,6	31,4	24,5	34,1	33,7	13,6				26,6
14,7	11,0	8,4	8,2	5,3	10,8	17,8	8,1				10,0
7	7	4	4	6	6	4	4	7	8	6	88
151,9	53,7	6,3	45,9	47,0	52,0	49,1	35,8	41,0	41,3	5,0	973,4
32,8	17,6	6,7	24,8	21,9	19,9	22,3	11,4	10,3	9,9	9,8	21,9
15,5	8,5	1,7	6,2	5,1	4,2	11,0	10,3	6,4	9,2	4,9	8,9

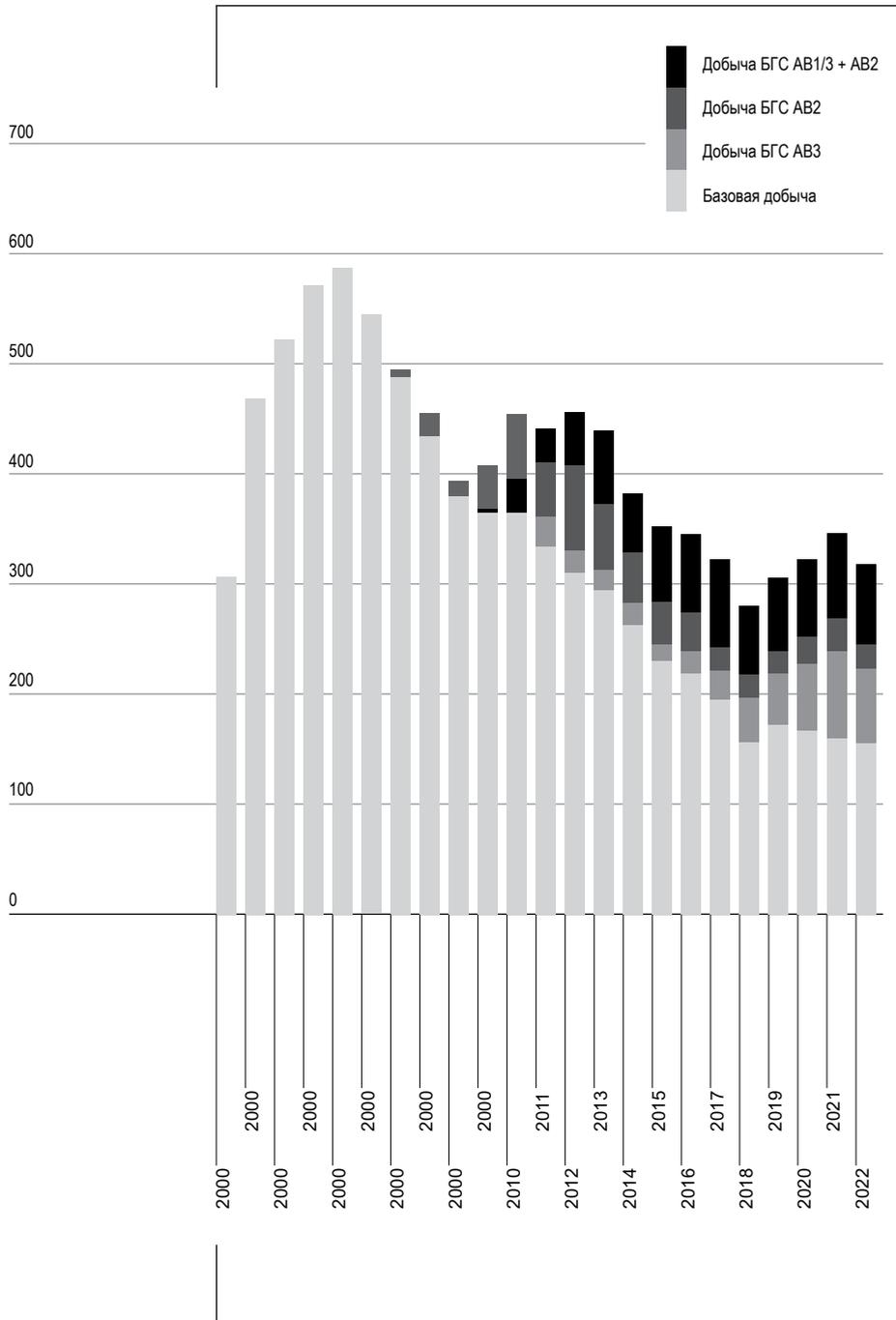


Рисунок 6.

**Динамика добычи нефти базового фонда и БГС Юго-Западного участка месторождения.**

Figure 6. Dynamics of oil production of the base fund and BGS of the South-Western section of the field.

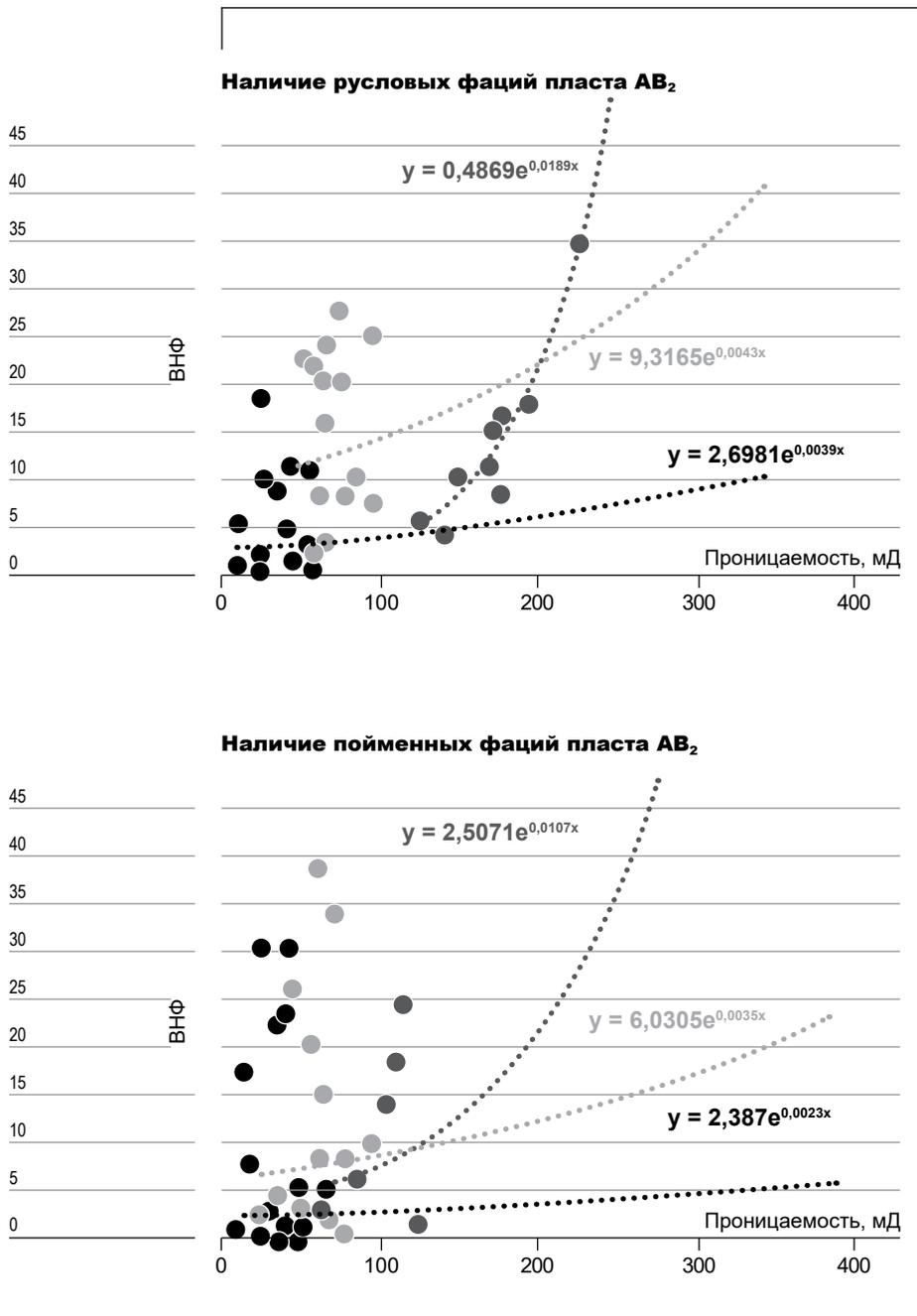
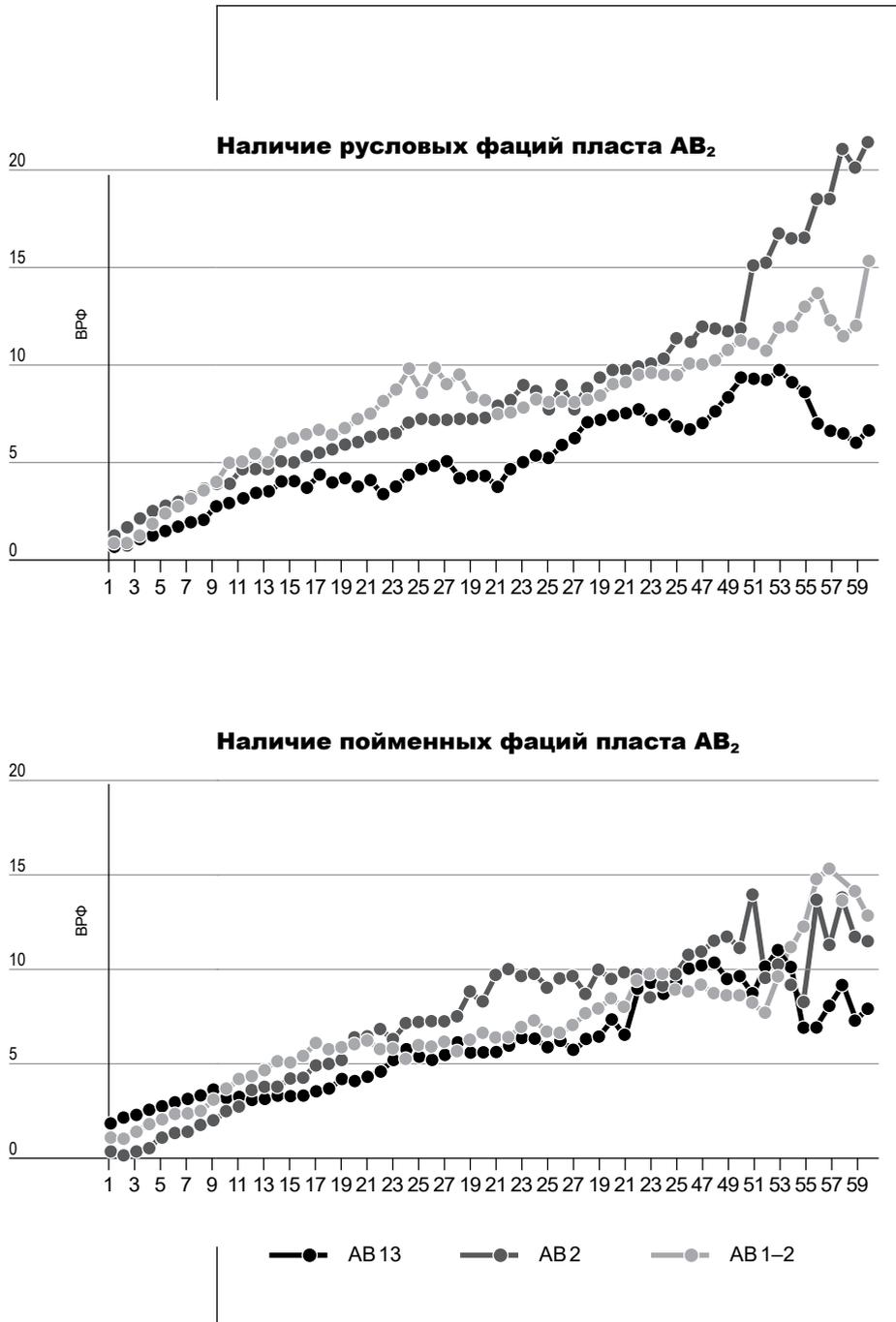


Рисунок 7.

**Зависимость накопленного ВНФ от проницаемости по боковым горизонтальным стволам на Юго-Западной части месторождения объекта АВ<sub>1-2</sub>.**

Figure 7. Dependence of accumulated GNF on permeability along lateral horizontal shafts in the Southwestern part of the field of the АВ<sub>1-2</sub> object.



**Рисунок 8.** Динамика ВНФ, сведенная на одну дату по БГС Юго-Западного участка месторождения.

Figure 8. The dynamics of GNF, reduced to one date by the BGS of the South-Western section of the field.

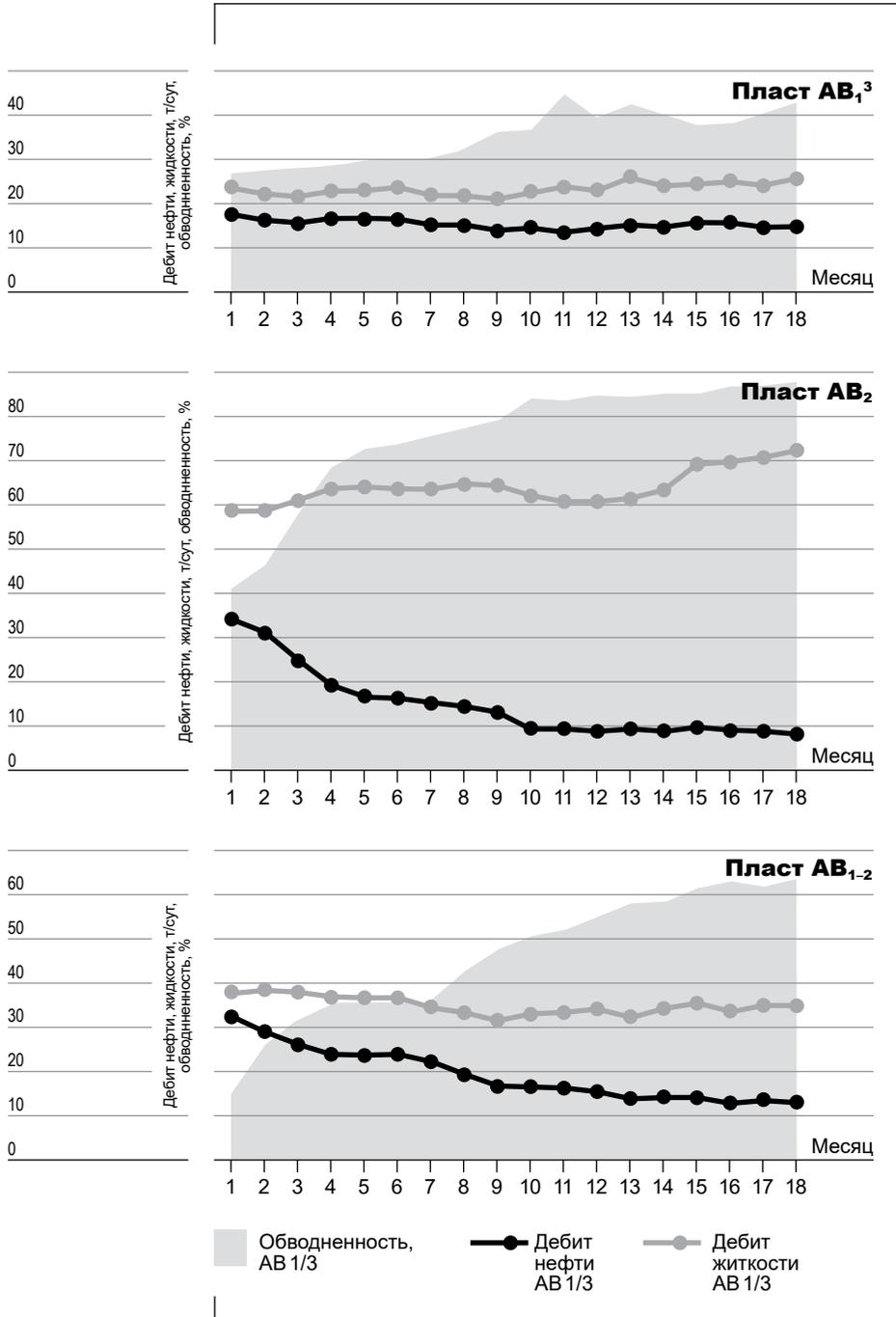


Рисунок 9.

Динамика дебита нефти, жидкости и обводненности по БГС Юго-Западного участка месторождения, по пластам эксплуатации.

Figure 9. Dynamics of oil, liquid and water flow rate for the BGS of the South-Western section of the field, by layers of operation.

**Библиографический список**

1. Алексеев В.П. Атлас субаквальных фаций нижнемеловых отложений Западной Сибири (ХМАО-Югра). Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2014. 284 с.
2. Амон Э.О., Алексеев В.П., Глебов А.Ф., Савенко В.А., Федоров Ю.Н. Стратиграфия и палеогеография мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Шаимского нефтегазоносного района (Западная Сибирь) / под ред. В.П. Алексеева. Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2010. 257 с.
3. Бадретдинов И.А., Карпов В.Г. Классификация методов увеличения нефтеотдачи (экономический подход) // Нефтегазовая геология. Теория и практика [Электронный ресурс]. URL: <http://www.ngtp.ru/> (дата обращения: 20.04.2023).
4. Бакиров Д.Л., Подкуйко П.П., Бабушкин Э.В., Фаттахов М.М. Обеспечение безаварийной проводки горизонтальных боковых стволов в интервалах залегания неустойчивых пород // Нефтяное хозяйство. 2011. № 8. С. 46–49.
5. Гилязов Р.М. Бурение нефтяных скважин с боковыми стволами. М.: Недра-Бизнесцентр, 2002. 255 с.
6. Девольд Х. Справочник по добыче нефти и газа. Введение в добычу нефти и газа. АББ АТПА Нефть и газ. Осло, 2006. 82 с.
7. Уолкотт Д. Разработка и управление месторождениями при заводнении. Методы проектирования, осуществления и мониторинга, позволяющие оптимизировать темпы добычи и освоения запасов: Москва, 2001. 144 с.
8. Дэйк Л.П. Практика разработки месторождений (Исправленное издание). Развитие нефтегазовой науки. Оксфорд, Англия: Эльзевир, 1994. С. 445–450.
9. Желудков А.В., Мишагина В.Ф. Анализ бурения боковых горизонтальных стволов по пласту ЮВ11 на примере одного из месторождений Западной Сибири (научная статья) // Наука. Инновации. Технологии. 2022. № 1. С. 7–20.
10. Иванов В.А., Храмова В.Г., Дияров Д.О. Структура порового пространства коллекторов нефти и газа. М.: Недра, 1974. 97 с.
11. Ковешников А.Е. Литология и особенности формирования кембрийских отложений в Юго-Восточной части Западно-

- Сибирской геосинеклизы // Известия ТПУ. 2014. Т. 325. № 1. С. 16–27.
12. Лысенко В.Д., Грайфер В.И. Рациональная разработка нефтяных месторождений. М.: Недра-Бизнесцентр, 2005. 607 с.
  13. Лысенко В.Д. Разработка нефтяных месторождений: Теория и практика. М: Недра, 1996. 367 с.
  14. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. Л.: Недра, 1984. 260 с.
  15. Нескоромных В.В. Направленное бурение и основы кернометрии. Иркутск: изд. ИргТУ, 2010. 328 с.
  16. Ровинский М.В., Реймер В.В., Овчинникова Е.И., Мишагина В.Ф. Повышение эффективности разработки низкопродуктивных коллекторов Алымской свиты на примере пласта АВ13 Урьевского месторождения // Нефтепромысловое дело. 2021. № 12 (636). С. 19–24.
  17. Сучков Б.М. Горизонтальные скважины. Москва–Ижевск, 2006. 424 с.
  18. Шпильман В.И., Змановский Н.И., Подсосова Л.Л. Тектоническая карта центральной части Западно-Сибирской плиты / изд. НАЦ РН ХМАО в 1998 г.; ред. 1:2 000 000. Тюмень: НАЦ РН ХМАО, 1998.
  19. Шенбергер В. М. Техника и технология строительства боковых стволов в нефтяных и газовых скважинах: Учебное пособие. Тюмень: ТюмГНГУ, 2007. 496 с.
  20. Яртиев А.Ф., Хакимзянов И.Н., Петров В.Н., Идиятуллина З.С. Совершенствование технологий по выработке запасов нефти из неоднородных и сложнопостроенных коллекторов Республики Татарстан: монография. Казань: ИХЛАС, 2016. 189 с.

### References

1. Alekseev V.P. Atlas of subaqueal facies of Lower Cretaceous deposits of Western Siberia (KhMAO-Yugra). Yekaterinburg: Publishing house of UGSU, 2014. 284 p. (In Russ.).
2. Amon E.O., Alekseev V.P., Glebov A.F., Savenko V.A., Fedorov Yu.N. Stratigraphy and paleogeography of the Mesozoic-Cenozoic sedimentary cover of the Shaimsky oil and gas

bearing region (Western Siberia); edited by V.P. Alekseev. Yekaterinburg: Publishing house of UGSU, 2010. 257 p. (In Russ.).

3. Badretdinov I.A., Karpov V.G. Classification of methods for increasing oil recovery (economic approach): Moscow, Oil and gas Geology. Theory and practice [Electronic resource]. URL: <http://www.ngtp.ru/> (accessed 20.04.2023). (In Russ.).
4. Bakirov D.L., Podkuiko P.P., Babushkin E.V., Fattakhov M.M. Ensuring trouble-free wiring of horizontal lateral shafts in the intervals of occurrence of unstable rocks: Oil industry. 2011. No. 8. P. 46–49. (In Russ.).
5. Gilyazov R.M. Drilling of oil wells with side shafts. M.: Nedra-Businesscenter, 2002. 255 p. (In Russ.).
6. Devold H. Handbook of oil and gas production. Introduction to oil and gas production. ABB ATPA Oil and Gas. Oslo, 2006. 82 p. (In Russ.).
7. Walcott D. Development and management of deposits during flooding. Methods of design, implementation and monitoring to optimize the rate of production and development of reserves: Moscow, 2001. 144 p. (In Russ.).
8. Dake L. P. The practice of field development (Revised edition). Development of oil and gas science 36. Oxford, England: Elsevier, 1994. P. 445–450. (In Russ.).
9. Zheludkov A.V., Mishagina V.F. Analysis of drilling of lateral horizontal shafts along the SE11 formation on the example of one of the deposits of Western Siberia (scientific article): Science. Innovations. Technologies. 2022. No. 1. P. 7–20. (In Russ.).
10. Ivanov V.A., Khramova V.G., Diyarov D.O. Structure of the pore space of oil and gas reservoirs. M.: Nedra, 1974. 97 p. (In Russ.).
11. Koveshnikov A. E. Lithology and features of the formation of Cambrian deposits in the Southeastern part of the West Siberian geosyncline: Proceedings of TPU. 2014. Vol. 325, No. 1: Planet Resources. P. 16–27. (In Russ.).
12. Lysenko V.D., Greifer V.I. Rational development of oil fields. Moscow: Nedra-Businesscenter LLC, 2005. 607 p. (In Russ.).
13. Lysenko V.D. Development of oil fields: Theory and practice. M: Nedra, 1996. 367 p. (In Russ.).

14. Muromtsev V.S. Electrometric geology of sand bodies – lithological traps of oil and gas. L.: Nedra, 1984. 260 p. (In Russ.).
15. Neskornomykh V.V. Directional drilling and fundamentals of core measurement. Irkutsk: publishing house of IrSTU, 2010. 328 p. (In Russ.).
16. Rovinsky M.V., Reimer V.V., Ovchinnikova E.I., Mishagina V.F. Improving the efficiency of the development of low-productive reservoirs of the Alym formation on the example of the AB13 formation of the Uryevsky field: Oilfield business. 2021. No. 12 (636). P. 19–24. (In Russ.).
17. Suchkov B.M. Horizontal wells, Moscow-Izhevsk, 2006. 424 p. (In Russ.).
18. Shpilman V.I., Zmanovsky N.I., Podsosova L.L. Tectonic map of the central part of the West Siberian plate / ed. NATS RN KhMAO in 1998; ed. 1:2 000 000. Tyumen: National Research Institute of KhMAO, 1998. (In Russ.).
19. Schoenberger V.M. Technique and technology of construction of side shafts in oil and gas wells: Textbook. Tyumen: TSOGU, 2007. 496 p. (In Russ.).
20. Yartiev A.F., Khakimzyanov I.N., Petrov V.N., Idiyatullina Z.S. Improvement of technologies for the development of oil reserves from heterogeneous and complex reservoirs of the Republic of Tatarstan: monograph. Kazan: Ikhlas, 2016. 189 p. (In Russ.).

**Поступила в редакцию 12.12.2022,  
принята к публикации 20.04.2023.**

### **Информация об авторах**

- Желудков** Антон Викторович — начальник отдела, филиал «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени.  
ZheludkovAV@tmn.lukoil.com
- Мишагина** Виктория Федоровна — ведущий инженер, филиал «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени.  
MishaginaVF@tmn.lukoil.com

**Information about the authors**

**Anton V. Zheludkov** — head of department, Branch of LUKOIL-Engineering KogalymNIPIneft in Tyumen.  
ZheludkovAV@tmn.lukoil.com

**Victoria F. Mishagina** — leading engineer, Branch of LUKOIL-Engineering KogalymNIPIneft in Tyumen.  
MishaginaVF@tmn.lukoil.com