

Особенности геологического строения залежей сверхвязкой нефти, осложненных преднеогеновым врезом

А.П. Бачков¹, В.Г. Базаревская², Д.В. Аношин^{2*}

¹ПАО «Татнефть», Альметьевск, Россия

²Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть», Бугульма, Россия

Геологическое изучение пластов-коллекторов сверхвязкой нефти (СВН), приуроченных к отложениям шешминского горизонта, для дальнейшего вовлечения залежей в опытно-промышленную эксплуатацию – сам по себе дорогостоящий проект ввиду высокой вязкости нефти от 200 до 200000 мПа·с и изменения глубины залегания продуктивного пласта от 100 до 500 м. В условиях нестабильной экономической ситуации целесообразно исключать всевозможные факторы, в том числе и геологические, приводящие к дополнительным затратам при разработке залежей СВН.

Целью данной работы является определение степени влияния врезов на эффективность работы скважин на примере залежей СВН. Для проведения анализа использовались материалы по подсчету запасов СВН, лабораторные исследования и макроописания керн, результаты структурно-геоморфологических исследований, эксплуатационные показатели скважин. Рассмотрены залежи СВН шешминского горизонта, осложненные врезами, и их геологическое строение. Приведены фильтрационно-емкостные свойства и характеристики залегания пластов. Зафиксированы участки развития вреза по пробуренным скважинам, приведено макроописание керн и шлама во врезовой части. Выделены зоны разуплотнения верхнепермских терригенных отложений по результатам структурно-геоморфологических исследований. Выполнено сопоставление карты прогнозной трещиноватости с картой плиоценовых образований, характеризующее генезис вреза. Проведено сравнение эксплуатационных возможностей скважин с расположением устья во врезовой зоне и вне вреза. Предложены рекомендации для проектирования горизонтальных скважин на местности, осложненной врезами.

Ключевые слова: сверхвязкая нефть, шешминский горизонт, геологическое строение, преднеогеновый врез, опытно-промышленная эксплуатация

Для цитирования: Бачков А.П., Базаревская В.Г., Аношин Д.В. (2022). Особенности геологического строения залежей сверхвязкой нефти, осложненных преднеогеновым врезом. *Георесурсы*, 24(3), с. 77–83. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.6>

Введение

Месторождения сверхвязкой нефти (СВН) являются неотъемлемой частью ресурсной базы Республики Татарстан и значимым проектом компании ПАО «Татнефть», реализуемым в настоящее время. Ежегодно Татнефть поддерживает темпы добычи СВН. В связи с этим есть запрос на изучение геологических аспектов залежей СВН, способствующих в будущем наращиванию ресурсного потенциала и добыче данной продукции, применяя собственные технологии.

Статья посвящена вопросам влияния экзогенных процессов на геологическое строение залежей СВН и ориентирована на применение используемого опыта для вовлечения залежей СВН в опытно-промышленную эксплуатацию.

Материалы и методы

Информационной основой для проведения анализа послужили геолого-геофизические материалы по подсчету запасов нефти Ашальчинского месторождения (Республика Татарстан), результаты лабораторных исследований

керн, макроописания керн по семи пробуренным скважинам, подсекающим неогеновые отложения, привлечены результаты работ структурно-геоморфологических исследований, направленные на определение прогнозной трещиноватости, эксплуатационные показатели пар скважин (добывающая и нагнетательная) с устьями в зоне и вне зоны вреза для сравнения добычных возможностей.

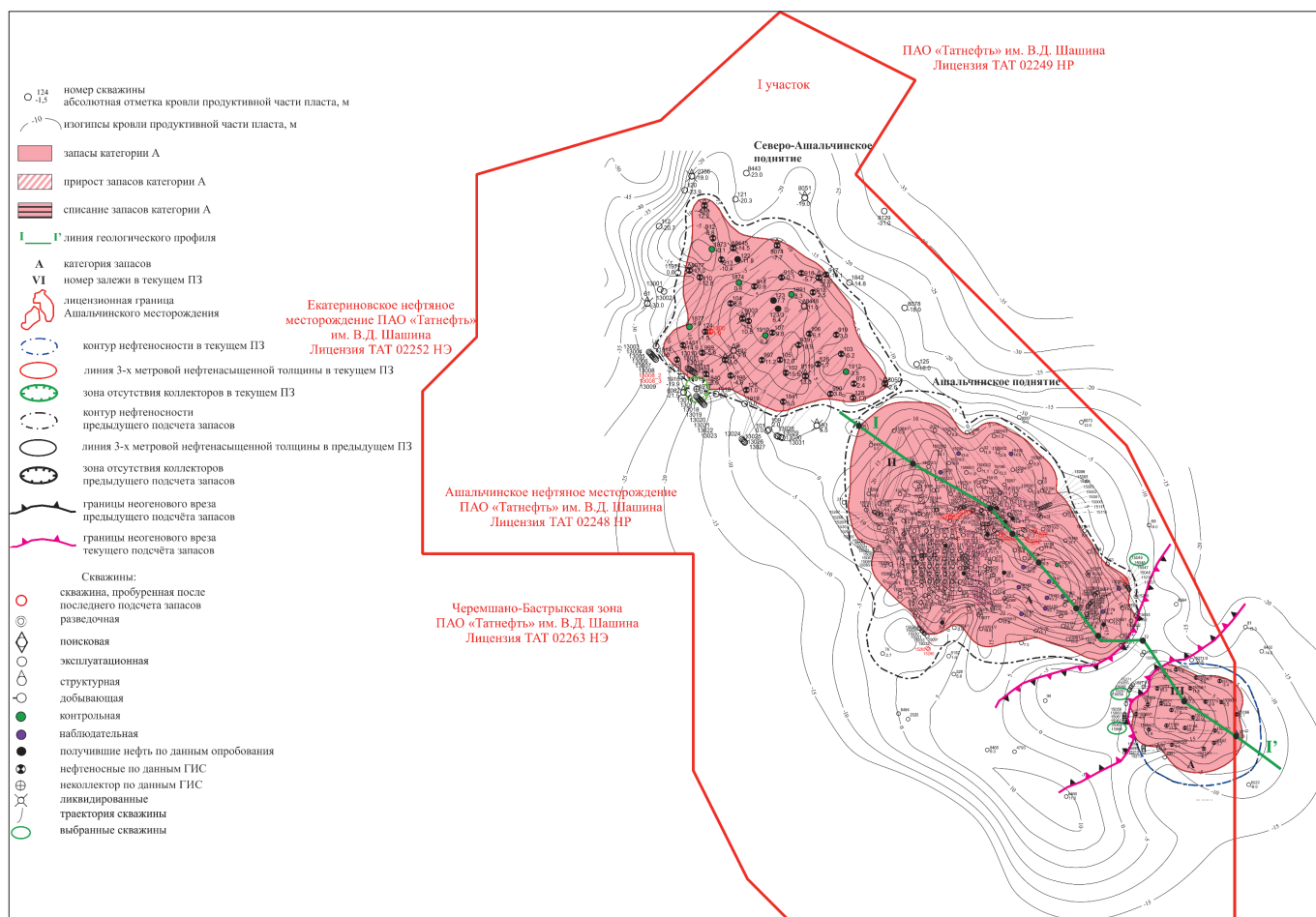
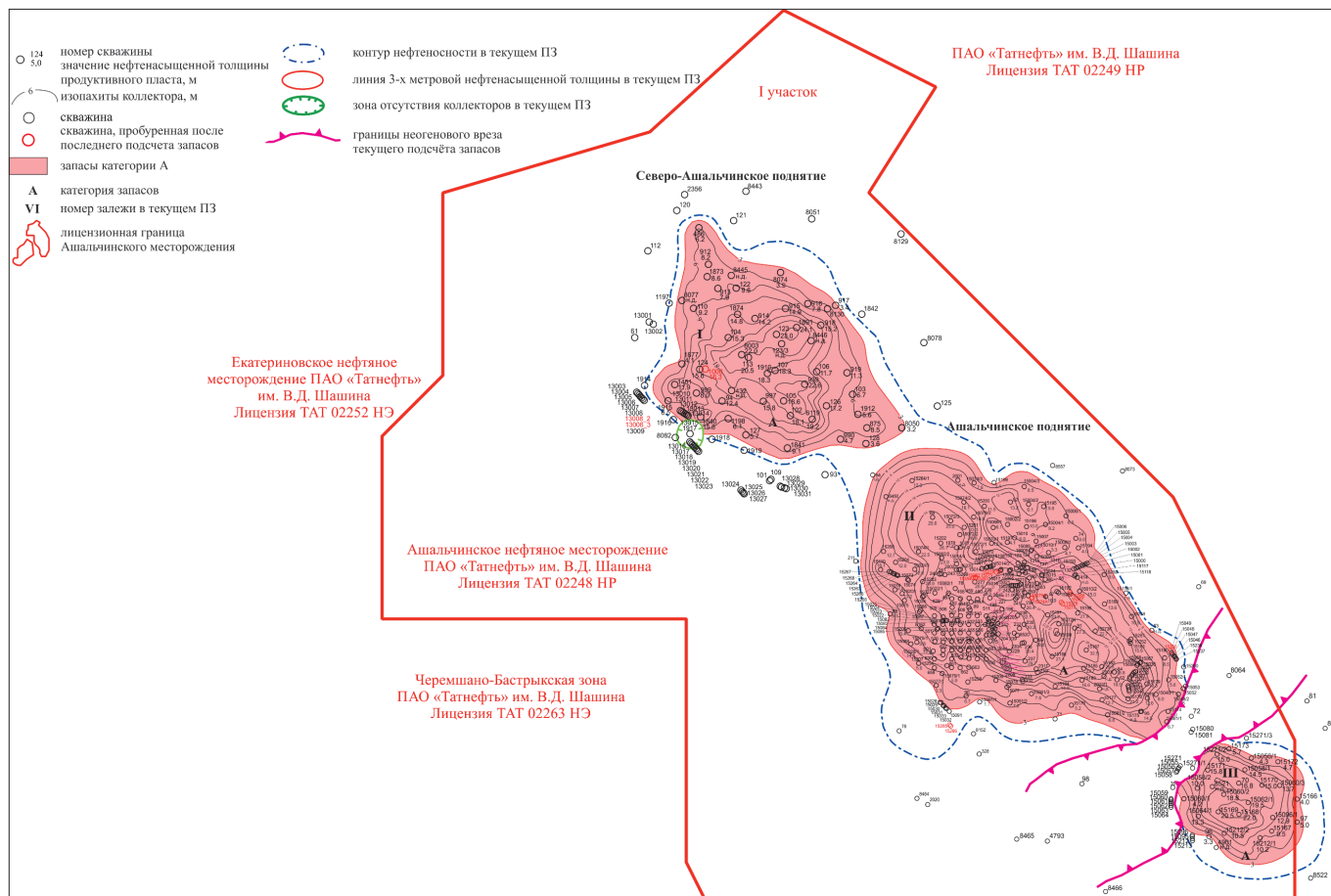
Промышленная нефтеносность Ашальчинского месторождения установлена в песчаной пачке шешминского горизонта уфимского яруса. Шешминская залежь изучена вертикальными скважинами со 100 % отбором керн. Покрышкой служат «лингуловые глины» толщиной от 3 до 22 м. Залежь не имеет стандартного водонефтяного контакта, т.к. баровые песчаники шешминского горизонта залегают на эродированной поверхности артинских карбонатов.

Шешминский горизонт в литологическом отношении в основном представлен песками и песчаниками различной степени уплотненности, пропитанными вязкой нефтью, с прослоями глин и алевролитов. Общая толщина горизонта в пределах поднятия изменяется от 3 до 51 м. В разрезе шешминского горизонта выделяется пласт-коллектор, индексируемый как P_{2ss_2} , состоящий из 1–4 пропластков. Пористость рыхлых песчаников составляет 43,5 %, снижаясь в более плотных разностях до 20 %. По лабораторным исследованиям весовая нефтенасыщенность достигает до 15,5 %, составляя в среднем 9,6 %. (рис. 1, 2).

* Ответственный автор: Дмитрий Владиславович Аношин
e-mail: AnoshinDV@tatnipi.ru

© 2022 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

Рис. 1. Структурная карта по кровле шешминского горизонта P_2ss_2 (подсчетный план)Рис. 2. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин шешминского горизонта P_2ss_2

По данным пробуренных скважин, юго-восточная часть Ашальчинского поднятия осложнена зоной пост-пермско-дочетвертичного (далее преднеогенового) размыва шешминских отложений, простирающегося с северо-востока на юго-запад, заполненного глинами темно-коричневыми, комковатыми, местами песчанистыми, с обуглившимися растительными остатками, который делит поднятие на две неравные части – северо-западную и юго-восточную (профиль по линии скважин I-I, рис. 3). Северо-западная часть поднятия является наиболее изученной с размерами в пределах контура нефтеносности 3,2×2,4 км. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 1,8 до 33 м. Юго-восточная часть залежи небольшого размера – 1,2×1,1 км, с высотой залежи около 21 м.

Результаты

Участки развития преднеогенового вреза зафиксированы в семи скважинах. Толщина развития вреза изменяется

от 9,1 до 23 м. В шести скважинах неогеновые отложения несогласно залегают на верхне-нижеказанских отложениях казанского яруса, исключением является лишь одна скважина, в которой неогеновые отложения несогласно залегают на нижней уплотненной части песчаной пачки P₂ss₂ шешминского горизонта, где толщина песчаной пачки, затронутой врезом, сократилась до 5 м (рис. 3). Толщина отложений, заполнивших врез, достигает 96 м. По макроописанию керна в скважине № 72 интервал отбора, отнесенный к глубинам 51,0–98,0 м (абсолютные отметки плюс 41,0–минус 6,0 м), представлен глинами темно-коричневыми, оскольчатыми, комковатыми, местами песчанистыми, с обуглившимися растительными остатками в табл. 1.

На территории Татарстана развитие карстово-эрозийных врезов наблюдается в турнейско-бобриковской, башкирско-верейской и артинско-неогеновой толщах. Основные проблемы при освоении и разработке залежей,

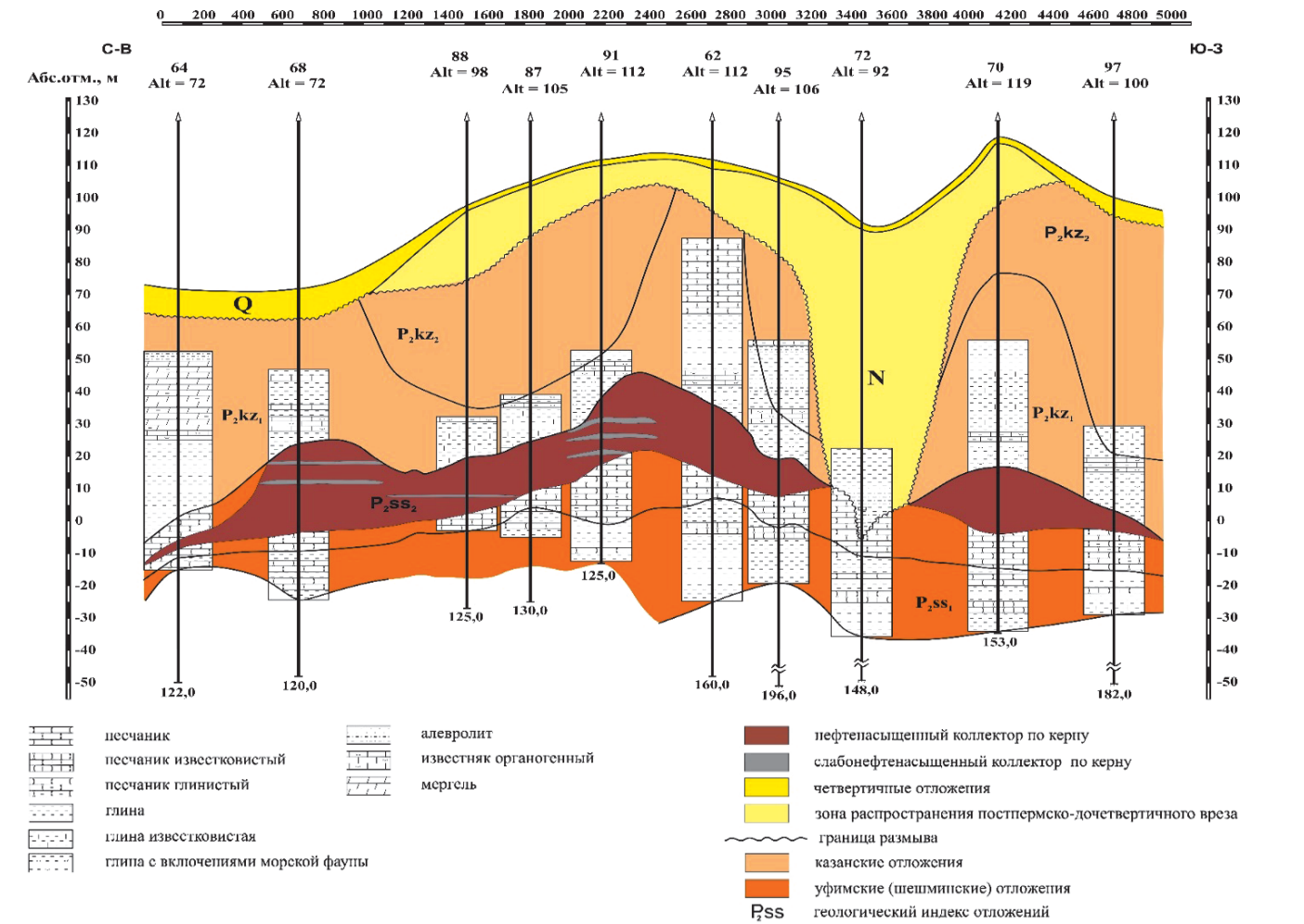


Рис. 3. Участки развития преднеогенового вреза на Ашальчинской залежи СВН

Номер скважины	Система	Глубина залегания слоя, м		Абсолютные отметки, м		Толщина, м	Описание породы
62	N+Q	0,0	17,0	112,0	95,0	17	Суглинок, глина песчанистая, с гравием
70	N	2,0	22,0	117,0	97,0	20	Глина серая, песчанистая
72	N	51,0	98,0	41,0	-6,0	47	Глина темно-коричневая, оскольчатая, комковатая, местами песчанистая, с обуглившимися растительными остатками
95	N	1,0	25,0	105,0	81,0	24	Глина коричнево-серая, песчанистая

Табл. 1. Макроописание керна и шлама в интервалах развития вреза

осложненных врезами, заключаются в наличии или отсутствии гидродинамической связи скважин в зоне вреза и в залежи. Опытно-промышленные работы на месторождении СВН с использованием парогравитационной технологии воздействия на нефтяной пласт через парные горизонтальные скважины осуществляются с 2006 года (Хисамов и др., 2007). На сегодняшний день на Ашальчинском месторождении на залежи СВН пробурено 991 вертикальных скважин и 93 пары горизонтальных скважин. Часть скважин из эксплуатационного фонда работает на пласт P_{2ss_2} , устья которых непосредственно располагаются в зоне распространения вреза.

В пределах месторождения надежным флюидоупором являются «лингуловые глины» (в присводовой части пласта P_{2ss_2} толщина изменяется от 3 до 10 м, в краевой части пласта P_{2ss_2} может достигать 22 м), однако в зоне развития вреза флюидоупор размыт вследствие

физического, химического выветривания горных пород, сопровождающихся эрозионно-денудационными процессами, а сам неогеновый врез заполнен более рыхлыми алевролитово-глинистыми породами. В результате, при отсутствии экрана в районе вреза, закачиваемый пар может рассеиваться через бортовую зону развития вреза, тем самым, не нагревая СВН до необходимой температуры извлечения.

Выявленная особенность подтверждается результатами структурно-геоморфологических исследований, проведенных ТатНИПИнефть в пределах Черемшано-Бастрыкской зоны, которые свидетельствуют о том, что залежи СВН подвержены экзогенному морфогенезу и характеризуются зонами разуплотнений (Мингазов и др., 2015а, 2015б).

Для наглядного восприятия на карту прогнозной трещиноватости верхнепермских отложений наложена структурная карта по кровле шешминского горизонта (рис. 4).

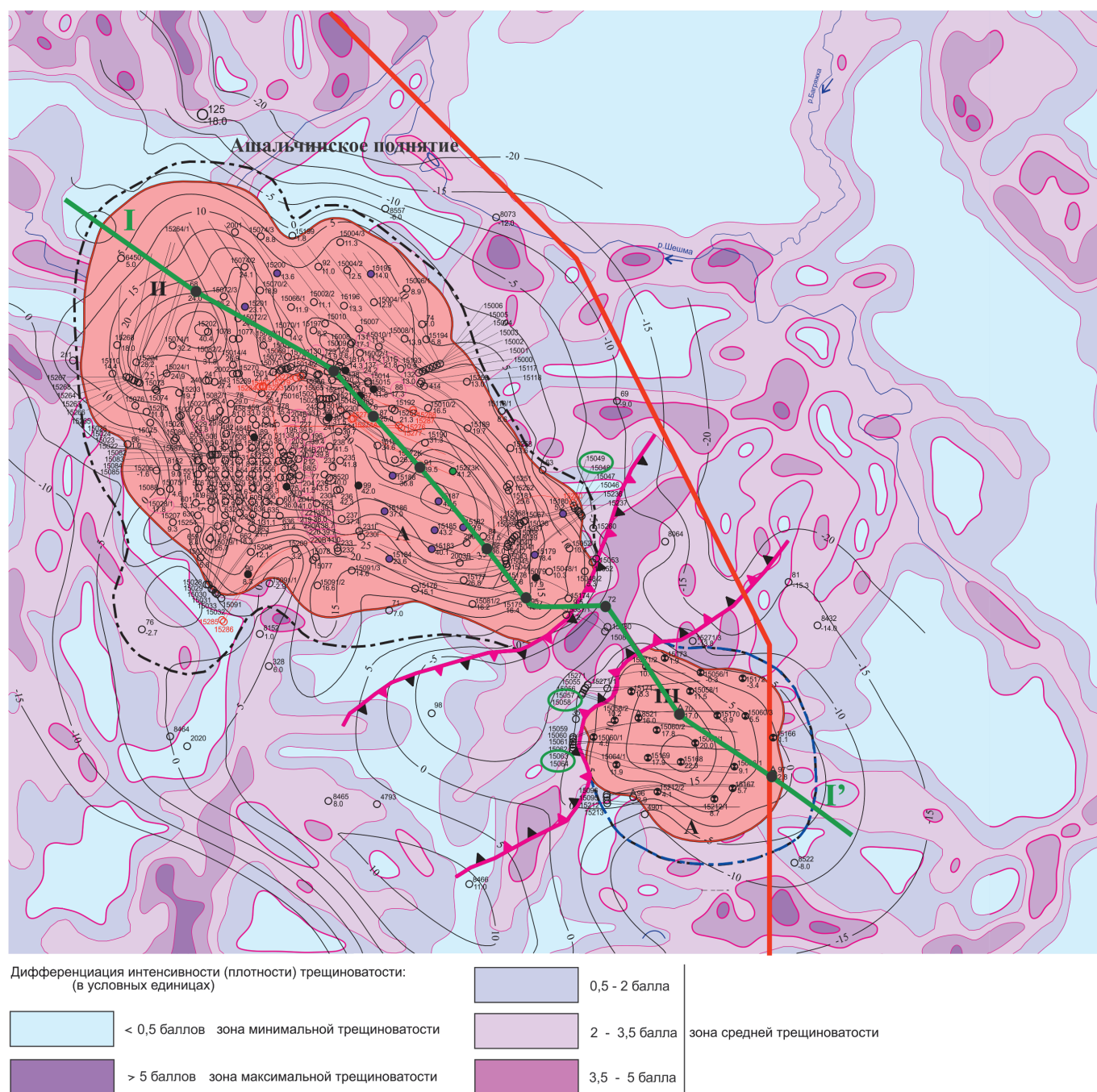


Рис. 4. Карта трещиноватости верхнепермских отложений Ашальчинского месторождения СВН

В районе месторождения СВН с запада примыкает зона преднеогенового размыва уфимских отложений, которая тянется на восток от реки Шешмы в виде аналогичного палеовреза. Зоны врезов (преднеогенового размыва уфимских отложений) западнее и восточнее реки Шешмы представляют собой погребенные долины палео-притоков палеореки Шешмы, которые протекали с запада на восток и востока на запад и впадали в палео-Шешму. Долина Шешмы в плиоцене располагалась от 5 до 7 км западнее ее современного положения (рис. 5). По причине приповерхностного залегания и весьма малых значений горного давления породы, заполнившие данные палеоврезы, не литифицированы и слабо уплотнены, они являются более рыхлыми относительно вневрезных казанских известняков и шешминских песчаников. Поэтому в пределах данного вреза складываются условия для диффузии и рассеяния закачанного в разрабатываемый пласт теплоносителя, влияющие на температуру флюида (недостаточный прогрев) в продуктивном пласте. В подтверждение этому проведен анализ работы пар эксплуатационных скважин

с расположением устья во врезовой зоне и с устьем вне вреза (выделены зеленым овалом на рис. 1) за один и тот же период, равный 37 месяцам.

Анализ работы пар скважин показывает, что средняя температура добываемой продукции на носке хвостовика эксплуатационных скважины (во врезе) заметно ниже средней температуры добываемой продукции аналогичных пар скважин, работающих вне вреза (рис. 6, 7).

При большей закачке пара почти в 1,5 раза, добываемая скважина пары скважин № 15058/15057, устье которой расположено во врезовой зоне, добывает в 2 раза меньшие объемы нефти в сравнении с добываемой скважиной пары № 15048/15049 (устье вне вреза) (рис. 8).

Заключение

В результате проведенных исследований показано, что в пределах вреза складываются условия для диффузии и рассеяния закачанного в разрабатываемый пласт теплоносителя, влияющие на температуру флюида (недостаточный прогрев) в продуктивном пласте.

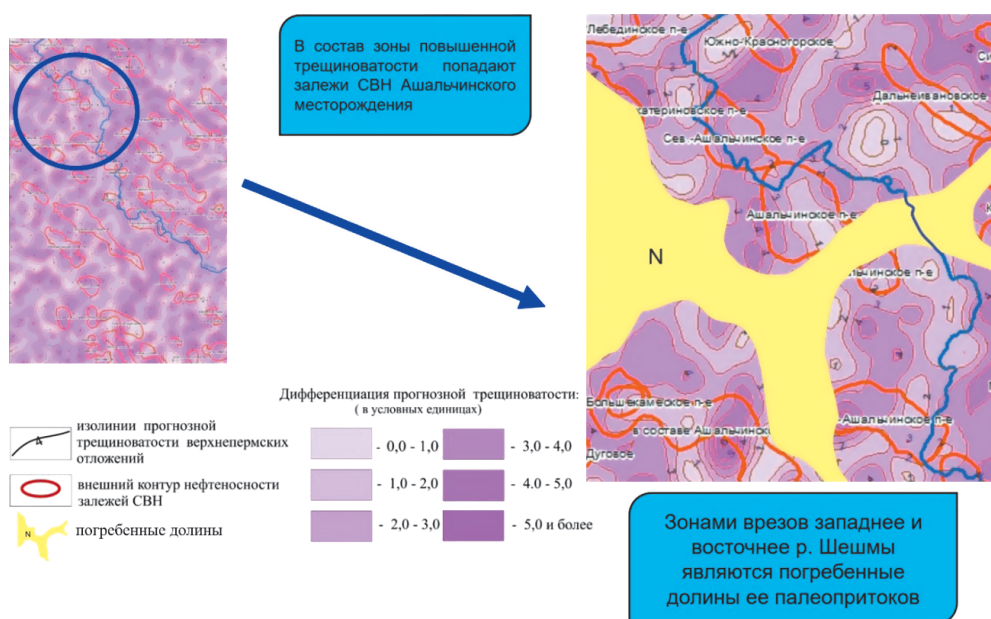


Рис. 5. Карта трещиноватости верхнепермских отложений Черемшано-Бастрыкской зоны (с наложением карты плиоценовых отложений)

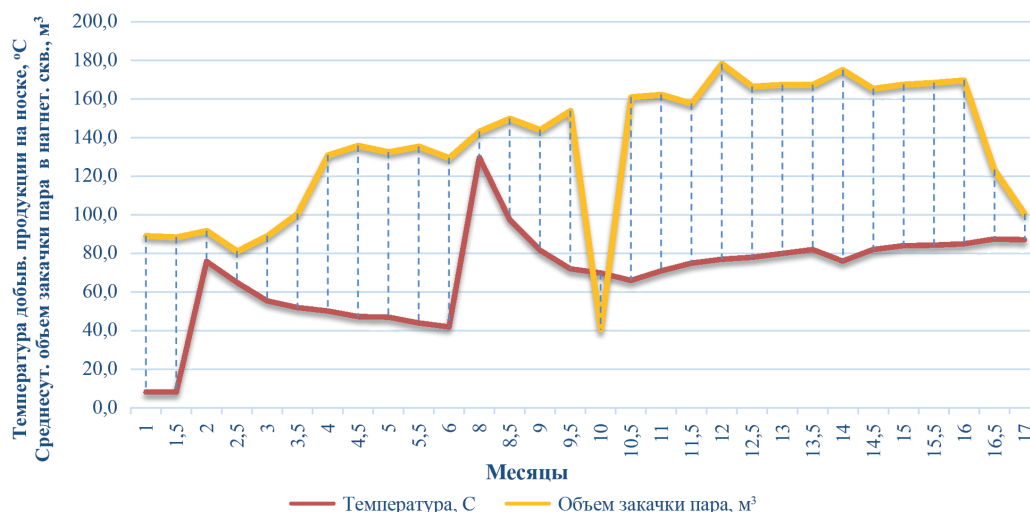


Рис. 6. Влияние объемов закачки на температуру добываемой продукции в паре скв. №15058/15057 (устье во врезе). Средняя температура добываемой продукции по парам скв. №№ 15058/15057, 15064/15063 составляет 74°C.

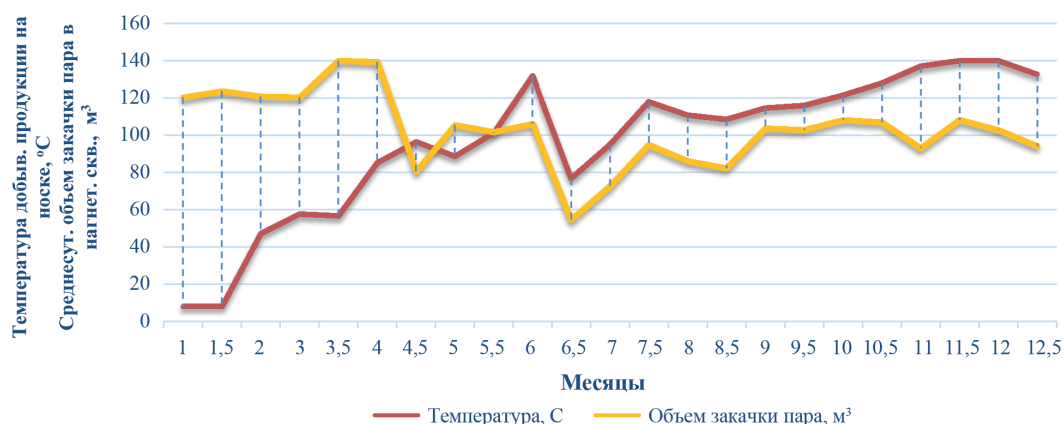


Рис. 7. Влияние объемов закачки на температуру добываемой продукции в паре скв. № 15048/15049 (вне зоны вреза). Средняя температура добываемой продукции составляет 105 °C

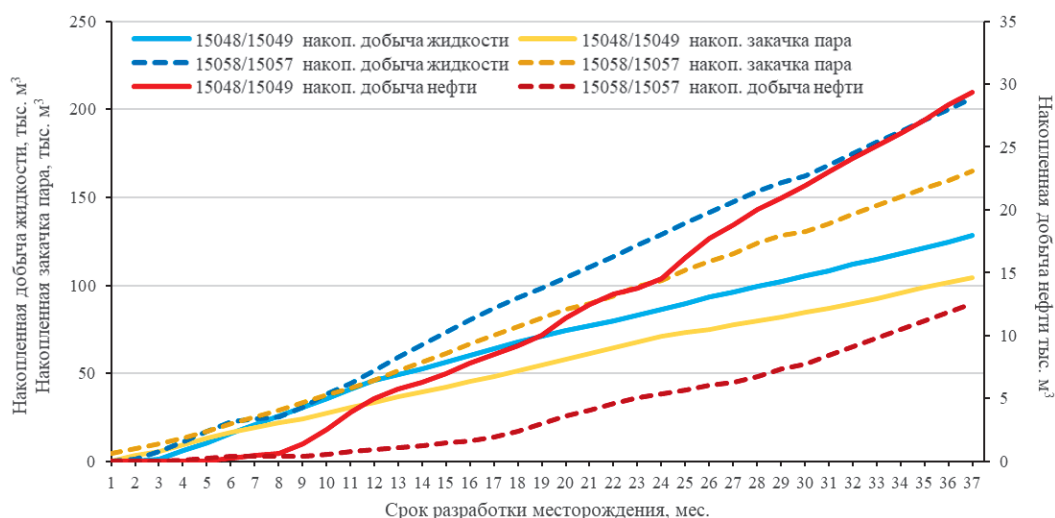


Рис. 8. Сопоставление технологических показателей скв. № 15058/15057 (во врезе) и № 15048/15049 (вне вреза)

Опираясь на вышесказанное, следует отметить, что при заложении горизонтальных скважин на местности, осложненной врезами, необходимо учитывать гипсометрическое положение залежи. Во время закачки пара в нагнетательную горизонтальную скважину первоначально прогревается пятка скважины, а затем фронт пара поступает к носку. Рациональней размещать пары скважин в отдалении от врезовой зоны, а если в непосредственной близости от вреза, то таким образом, чтобы носок горизонтальной скважины был обращен к зоне развития вреза.

Похожая ситуация может сложиться при выборе системы разработки на Елаурском участке недр (Мелекесская впадина, казанские отложения). Площадь участка осложнена преднеогеновым врезом, размывая перспективные нефтеносные серии (сверху вниз) «слоистый камень», «ядренный камень». Барбашинская и камышлинская толщи по разрезу залегают в непосредственной близости от дневной поверхности, соответственно, подвержены эрозийной деструкции.

Дальнейшее изучение данного вопроса позволит предусмотреть прорывы теплоносителя и природных перетоков вод, сопровождающих залежи СВН.

Литература

Мингазов М.Н., Кубарев П.Н., Стриженов А.А., Аношина М.М., Фатхуллин Р.Р., Шакиров Р.И., Устинова А.М. (2015а). Сборник научных трудов ТатНИПИнефть ПАО «Татнефть», вып. 83, с. 298-306.

Мингазов М.Н., Стриженов А.А., Камышников А.Г., Фатхуллин Р.Р., Шакиров Р.И. (2015b). Сборник научных трудов ТатНИПИнефть ПАО «Татнефть», вып. 83, с. 307-312.

Хисамов Р.С., Гатиятуллин Н.С., Шаргородский И.Е., Войтович Е.Д., Войтович С.Е. (2007). Геология и освоение залежей природных битумов Республики Татарстан. Казань: Фэн АН РТ, 295 с.

Сведения об авторах

Альберт Петрович Бачков – начальник управления геологии и разработки нефтяных и газовых месторождений ПАО «Татнефть»
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 75

Венера Гильмеахметовна Базаревская – кандидат геол.-мин. наук, заместитель директора по научной работе в области геологии трудноизвлекаемых запасов
Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть»
Россия, 423236, Бугульма, ул. Джалиля, д. 32

Дмитрий Владиславович Аношин – ведущий специалист Проектного офиса по подсчету запасов нефти и газа и проектной технологической документации
Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть»
Россия, 423236, Бугульма, ул. Джалиля, д. 32

Статья поступила в редакцию 03.06.2022;
Принята к публикации 02.09.2022;
Опубликована 30.09.2022

Features of geological structure heavy oil field complicated palaeovalley (P-N)

A.P. Bachkov¹, V.G. Bazarevskaya², D.V. Anoshin^{2*}

¹Tatneft PJSC, Almet'yevsk, Russian Federation

²Institute TatNIPIneft Tatneft PJSC, Almet'yevsk, Russian Federation

*Corresponding author: Dmitry V. Anoshin, e-mail: AnoshinDV@tatnpi.ru

Abstract. The geological study of reservoirs of heavy oil confined to the deposits of the Sheshma horizon, for further involvement of deposits in pilot production, is an expensive project in itself due to the high viscosity of oil from 200 to 200,000 MPa·s and changes in the depth of the productive formation from 100 up to 500 m. It's advisable to exclude all kinds of factors, including geological ones, leading to additional costs in the development of heavy oil deposits in an unstable economic situation.

The purpose is determining of impact palaeovalley on the efficiency of wells using the example of heavy oil deposits. For the analysis authors have applied, materials the estimation of reserves, laboratory researches and macro descriptions of the core, the results of structural and geomorphological studies, and development parameters.

It is viewed heavy oil deposits of the Sheshma horizon, complicated by paleovalley, and geological structure. The porosity-permeability properties and characteristics of the bedding are given. The authors're determined areas of palaeovalley the drilled wells, a macro description of the core and cuttings in the palaeovalley part are given. Zones of deconsolidation of the Upper Permian terrigenous deposits are identified by results of structural and geomorphological studies. A comparison of the map of predictive fracturing with the map of Pliocene formations characterizing the genesis of the paleovalley is made. The authors're compared the operational capabilities of wells with the location of the wellhead in the palaeovalley zone and outside the palaeovalley. Recommendations for the design of horizontal wells complicated by palaeovalleys are determined.

Keywords: heavy oil, Sheshma horizon, geological structure, paleovalley (P-N), pilot development

Recommended citation: Bachkov A.P., Bazarevskaya V.G., Anoshin D.V. (2022). Features of geological structure heavy oil field complicated palaeovalley (P-N). *Georesursy = Georesources*, 24(3), pp. 77–83. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.6>

References

Mingazov M.N., Kubarev P.N., Strizhenok A.A., Anoshina M.M., Fatkhullin R.R., Shakirov R.I., Ustimova A.M. (2015a). *Coll. papers TatNIPIneft Tatneft PJSC*, Is. 83, pp. 298-306. (In Russ.)

Mingazov M.N., Strizhenok A.A., Kamyshnikov A.G., Fatkhullin R.R., Shakirov R.I. (2015b). *Coll. papers TatNIPIneft Tatneft PJSC*, Is. 83, pp. 307-312. (In Russ.)

Khisamov R.S., Gatiyatullin N.S., Shargorodsky I.E., Voitovich E.D., Voitovich S.E. (2007). *Geology and development of natural bitumen deposits in the Republic of Tatarstan*. Kazan: Fen, 295 p. (In Russ.)

About the Authors

Albert P. Bachkov – Head of the Department of Geology and Development of Oil and Gas Fields, Tatneft PJSC

75, Lenin st., Almet'yevsk, 423400, Russian Federation

Venera G. Bazarevskaya – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Deputy Director for Science in the Field of Geology of Hard-to-recover Reserves, Institute TatNIPIneft Tatneft PJSC

75, Lenin st., Almet'yevsk, 423400, Russian Federation

Dmitry V. Anoshin – Leading Specialist of the Project Office for Estimating Oil and Gas Reserves and Design Process Documentation, Institute TatNIPIneft Tatneft PJSC

75, Lenin st., Almet'yevsk, 423400, Russian Federation

Manuscript received 3 June 2022;

Accepted 2 September 2022; Published 30 September 2022