

Методика и результаты геологоразведочных работ на Туйметкинской, Улановской и Варваринкинской залежах сверхвязких нефтей шешминского горизонта с целью подготовки их к промышленному освоению

Р.С. Хисамов¹, М.И. Саакян², Р.Н. Гатиятуллин³, К.А. Сухов³, А.З. Ахметшин³, Р.Н. Яруллин³

¹ПАО «Татнефть», Альметьевск, Россия

²ФБУ «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых» («ГКЗ»), Москва, Россия

³Татарское геологоразведочное управление ПАО «Татнефть», Казань, Россия

Поступила в редакцию 09.02.2016

В работе рассмотрена методика геологоразведочных работ на залежах сверхвязкой нефти шешминского горизонта, применяемая в ПАО «Татнефть», и требования, выполнение которых необходимо для получения кондиционного материала (проведение ГИС, испытание разведочных скважин, аналитические исследования кернового материала и пластового флюида и т.д.). В качестве примера рассматриваются результаты геологоразведочных работ на Туйметкинской, Улановской и Варваринкинской залежах СВН шешминского горизонта с целью подготовки их к промышленному освоению. Полученные в ходе проведенных работ результаты позволили произвести пересчет запасов доразведываемых залежей СВН, уточнить динамические вязкости углеводородов и внести соответствующие корректировки в Государственный баланс запасов нефти.

Ключевые слова: шешминский горизонт, методика геологоразведочных работ, разведочные скважины, отбор керна, оптимальный комплекс ГИС, испытание скважин, вязкость

DOI: 10.18599/grs.18.1.2

В настоящее время в ПАО «Татнефть» реализуется крупномасштабный Проект, предусматривающий ввод в промышленное освоение ресурсов сверхвязких нефтей (СВН). Проект разделен на четыре этапа, и для его реализации необходимо проведение работ с целью подготовки ресурсной базы к освоению.

На 3 этапе в рамках данного Проекта ведутся работы по геологическому доизучению и подготовке к вводу в промышленное освоение Нижне-Кармальской, Кармалинской, Верхне-Кармальской, Туйметкинской, Михайловской 1, Полянкой, Улановской, Северо-Кармалинской, Ольховско-Южно-Чумачкинской, Чумачкинской и Мельничной залежей СВН. Основными задачами работ являются: уточнение геологического строения и запасов залежей СВН; получение геолого-технологических параметров, используемых при составлении технологической схемы разработки залежей СВН; перевод предварительно разведанных запасов категории C_2 в запасы промышленной категории C_1 с последующим их представлением в Государственную комиссию по запасам.

Полученные в результате проведенных работ геолого-геофизические данные позволят произвести пересчет запасов доразведываемых залежей СВН, уточнить динамические вязкости УВ и внести соответствующие корректировки в Государственный баланс запасов нефти МПР РФ.

1. Методика геологоразведочных работ

Исходя из решаемых задач и геологической изученности, залежи СВН, включенные в третий этап Проекта, условно разделены на 3 группы:

1. разведанные и предварительно разведанные с запасами категорий C_1 (Нижне-Кармальское, Кармалинское, Туйметкинское) и C_2 (Верхне-Кармальское), для которых необходимо уточнить значение динамической вязкости УВ в пластовых условиях;

2. предварительно разведанные с запасами категории C_2 (Михайловская, Полянская, Улановская);

3. разведанные с запасами СВН категории C_1 (Северо-Кармальское, Ольховско-Южно-Чумачкинское, Чумачкинское, Мельничное).

При определении точек бурения на 1 группе залежей СВН определяющей является задача уточнения вязкости УВ в пластовых условиях. С этой целью проектируется проведение испытаний скважин на естественном режиме и с паротепловым воздействием (ПТВ) на продуктивный пласт. Испытательные скважины закладываются в присводовых частях поднятий. При этом прогнозируемые толщины продуктивных пластов изменяются в пределах от 6 до 12 м.

Основной задачей выполнения геологоразведочных работ (ГРП) на залежах 2 группы является уточнение запасов СВН и перевод их в промышленную категорию C_1 . Проектные разведочные скважины на Михайловской, Полянкой, Улановской залежах СВН, в которых предполагается проведение испытаний на приток УВ с ПТВ на нефтяной пласт, закладываются в сводовых частях поднятий.

Выбор мест заложения проектных скважин на залежах 3 группы обусловлен, в первую очередь, задачей уточнения извлекаемых запасов СВН. Скважины размещаются относительно равномерно по площади поднятий по кровле шешминского горизонта в купольных, межкупольных и крыльевых их частях.

Определение подсчетных параметров продуктивных терригенных пластов уфимского яруса, а также надежности покрышки залежи СВН базируется на лабораторных исследованиях образцов керна на коллекторские свойства и нефтенасыщенность. При этом выход керна из коллектора продуктивного пласта должен быть не менее 80 %¹⁾.

¹⁾ Временное положение об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ. Приложение 1 к приказу МПР от 7 февраля 2001 г. № 126.

2. Требования для получения кондиционного материала

Исходя из приведенных требований, отбор керн в разведочных скважинах осуществляется в интервале от кровли верхней пачки байтуганской толщи («верхнеспириферовый известняк») с вскрытием песчаной пачки шешминского горизонта на полную мощность и углублением в подстилающую их песчано-глинистую пачку не менее чем на 10 м.

В скважинах предусматривается проведение двух комплексов каротажей:

- оптимального в масштабе 1:200 – ГК, НГК, ГГКп, ИК, БК, ПС, КС, БКЗ, ДС, КНК, резистивиметрия;
- для определения качества цементирования кондуктора и обсадных колонн в масштабе 1:200 – АКЦ, ГГК, СГДТ.

Оптимальный комплекс выполняется в интервале от кровли верхней пачки байтуганской толщи («верхнеспириферовый известняк») до забоя скважины. Целью проведения геофизических исследований является выделение в разрезе скважины кондиционных нефтенасыщенных интервалов и интерпретация подсчетных параметров. При подсчете запасов УВ обязательно увязка результатов ГИС с лабораторными исследованиями керн для получения петрофизических зависимостей.

Толщины нефтяных пластов и интервалы испытаний определяются на основании материалов подсчета запасов – карт эффективных нефтенасыщенных толщин, структурных карт по кровле шешминского горизонта, геологических профилей.

Испытание разведочных скважин производится в соответствии с руководящим документом ²⁾. Интервалы опробования уточняются оперативно по фактическим данным документации керн и оптимального комплекса ГИС масштаба 1:200.

Гидродинамические исследования в скважинах предусматривается проводить в интервалах проведения испытаний скважин. Они включают в себя снятие кривой восстановления уровня (КВУ), замеры температуры и пластового давления, давления на устье, определение места и скорости притока пластовой жидкости, определение дебитов, полученных при испытаниях пластовых флюидов.

На объекте испытаний на приток СВН гидродинамические исследования сначала проводятся на естественном режиме, затем после ПТВ на нефтяной пласт.

При проведении ГРП предусматриваются лабораторные исследования керн, отобранного из скважин. Результаты анализов являются определяющими при установлении нефтенасыщенных интервалов и определении подсчетных параметров пластов в соответствии с установленными кондиционными значениями. Они также позволяют оценить фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пород-коллекторов, нефтемещающих пород и покрышки залежи СВН.

В соответствии со сложившейся практикой в интервале продуктивного пласта, определяемого по данным документации керн и заключениям оптимального комплекса ГИС, отбор образцов керн на определение пористос-

ти и нефтенасыщенности весовой осуществляется через 0,2 м разреза, а на определение карбонатности, проницаемости и минералогической плотности скелета породы – через 0,5 м.

Кроме того, исследование гранулометрического состава нефтяного пласта предусматривается провести из расчета изучения каждой из вскрытых нефтенасыщенных зон в скважинах.

В остальных интервалах отбора керн методика отбора образцов на анализы следующая:

- на определение коэффициента открытой пористости и проницаемости через 1 м;
- на определение нефтенасыщенности весовой через 1 м;
- на определение карбонатности через 1 м в интервале пород покрышки залежи («лингуловые глины») и песчаной пачки шешминского горизонта.

Исследование состава и свойств УВ планируется осуществить по единой унифицированной программе. Она включает в себя определение состава и свойств обезвоженной нефти: плотности, вязкости динамической и кинематической при различных температурах, группового, фракционного, элементарного составов, кислотного числа, коксумости, температуры застывания и др. Обязательным является количественная оценка на содержание в нефти попутных микрокомпонентов и серы.

При необходимости, с выходом на слабоизученную группу поднятий (месторождений) запланировано бурение разведочных скважин со сплошным отбором керн по всему стволу с целью изучения всего разреза и, в особенности, плотных разностей и глинистых пород являющихся региональными покрышками перекрывающих продуктивные пласты. Изучение покрышек проводится по специальной программе и методике.

Кроме того, предусматривается изучение физико-химического состава пластовых вод месторождений.

3. Результаты геологоразведочных работ

В качестве примера рассматриваются результаты геологоразведочных работ на Туйметкинской, Улановской и Варваринкинской залежах СВН шешминского горизонта с целью подготовки их к промышленному освоению.

Всего на Туйметкинской залежи в 2014 г. пробурено 5 разведочных скважин, одна из которых испытательная. Общая проходка скважин составила 792,3 м, в том числе 242,8 м с отбором керн. Средний выход керн из песчаной пачки составил 86 %. На Улановской залежи в 2014 году пробурено 5 разведочных скважин, одна из которых испытательная. Общая проходка скважин составила 912,7 м, в том числе 394,7 м с отбором керн. Средний выход керн из песчаной пачки составил 91,4 %.

Величина интервала отбора керн по скважинам изменялась в зависимости от мощности вскрытой песчаной пачки шешминского горизонта, которая варьировала в пределах от 13,5 м до 33,4 м.

Так как в процессе работ на ряде залежей отмечались газопроявления, в том числе и интенсивные, то оптимальный комплекс ГИС в масштабе 1:200 был дополнен методом ГГКп, позволяющим в совокупности с другими методами выделять газонасыщенные и газосодержащие интервалы пород в разрезе.

²⁾ РД-39-0147035-293-89Р. Инструкция по опробованию битумных скважин. Бугульма: МНТК; БКО ВНИИ. 1989. 40 с.

Так на основании данных ГТКп газо- и газонефте- насыщенные («газ+нефть») интервалы песчаников были выделены в кровельной части залежей СВН на Туйметкинском и Улановском поднятиях. Мощность газонасыщенных интервалов по данным ГИС изменяется от первых метров до 18,4 м (Улановское поднятие).

Средний коэффициент подтверждаемости проектных эффективных нефтегазонасыщенных толщин пластов по данным ГИС для Туйметкинской и Улановской залежей составляет 1,63 и 1,51 соответственно.

Испытания вскрытых продуктивных пластов выполнены в соответствии с программой работ на обеих залежах. Объекты испытаний в скважинах выбирались на основе документации керна, включая его фотографирование и результатов ГИС. Притоки УВ различной обводненности и интенсивности были получены в результате испытаний скважин на ЕР и после ПТВ на продуктивные пласты в скв. №№ 5Тм и 2 Ул (Табл. 1).

На объекте испытаний на приток СВН гидродинамические исследования сначала проводилось на естественном режиме, затем после ПТВ на нефтяной пласт.

Лабораторные исследования состава и физико-химических свойств УВ выполнены по пробам, отобранным после ПТВ на пласт.

Полученные геолого-геофизические данные по скважинам позволили уточнить геологическое строение поднятий шешминского горизонта и приуроченных к ним залежей СВН. Уточненные геологические материалы по поднятиям (структурные карты по кровле продуктивного пласта, карты эффективных нефтенасыщенных толщин, геологические профили и др.) оперативно строились с целью проектирования схемы размещения сетки оценоч-

ных, наблюдательных, гидрогеологических и эксплуатационных скважин с последующим их разбуриванием.

Так, за 2014 год на момент пересчета запасов помимо 10 геологоразведочных скважин была пробурена 31 скважина оценочного бурения – 24 и 7 скважин на Туйметкинской и Улановской залежах, соответственно.

Вынос керна из 29 скважин, пробуренных в 2014 году на Туйметкинской залежи, составил в среднем 97 % (96,4 % из продуктивной части). На момент пересчета запасов были проведены лабораторные исследования образцов керна, отобранного из 22 скважин. При этом было произведено 1407 (в том числе из нефтенасыщенной части – 841) определений пористости, 1399 (619) определений нефтенасыщенности к весу породы, 1314 (722) определений нефтенасыщенности к объему пор, 727 (493) определений минералогической плотности породы, 500 (75) определений проницаемости параллельно напластованию.

За счет пробуренных новых 29 скважин площадь нефтеносности залежи увеличилась в 2,72 раза (Рис. 1). В итоге за счет работ по геологическому доизучению залежи получен прирост геологических и извлекаемых запасов по категории C_1 в 3,57 раза.

В 2012 в Татарском геологоразведочном управлении была проведена оценка ресурсов СВН пермской системы категории C_3 в пределах лицензионного участка недр Ново-Елховского месторождения нефти на основе использования материалов эксплуатационного фонда скважин (Сухов, 2012). В процессе работ было выделено 69 нефтеперспективных объектов.

Один из нефтеперспективных объектов – № 40 приурочен к структурному поднятию III порядка по кровле

№ скв глубина, м	Геолого-геофизические данные по документации керна и ГИС				Результаты испытаний скважин	
	Интервал отбора керна, м выход керна из песчаной пачки, %	Интервал проведения оптимального комплекса ГИС, м	Интервал залегания песчаной пачки, м мощность, м	Суммарная толщина газо-, нефте-насыщенных слоев по ГИС, м	Количество добытой воды, м ³	Количество добытых УВ, м ³
Туйметкинская залежь СВН						
1 148,0	<u>98,5-148,0</u> 94	19,3 -147,3	<u>99,7-125,5</u> 25,8	24,4	-	-
2 155,0	<u>105,0-155,0</u> 58	52,3-153,3	<u>115,7-149,1</u> 33,4	29,2	-	-
3 178,3	<u>124,0-178,3</u> 84	59,4-178,3	<u>138,0-160,0</u> 22,0	12,9	-	-
4 161,0	<u>118,0-161,0</u> 94	18,4-159,4	<u>137,0-151,4</u> 14,4	8,6	-	-
5* 150,0	<u>104,0-150,0</u> 100	30,3-154,3	<u>111,1-130,3</u> 19,2	19,2	10,2** 16,0***	пленка** 0,5***
Улановская залежь СВН						
1 197,3	<u>142,0-197,3</u> 94	18,9-193,9	<u>147,5-176,0</u> 28,5	14,6	-	-
2* 198	<u>5,0-198,0</u> 90	18,7-145,7	<u>153,2-181,6</u> 28,4	24	2,5** 3,04***	0** 0,76***
3 148,3	<u>100,0-148,3</u> 93	29,2-155,2	<u>107,5-125,5</u> 18,0	11	-	-
4 162,0	<u>109,0-162,0</u> 91	18,8-158,8	<u>117,3-143,8</u> 26,5	24,4	-	-
5 207,1	<u>164,0-207,1</u> 89,1	18,9-203,9	<u>179,9-193,4</u> 13,5	13,2	-	-

Табл. 1. Результаты ГРП на Туйметкинской и Улановской+Варваринкинской залежах СВН. Примечание: * – скважина с испытанием; ** – на естественном режиме; *** – после ПТВ.

Для цитирования: Хисамов Р.С., Саакян М.И., Гатиятуллин Р.Н., Сухов К.А., Ахметшин А.З., Яруллин Р.Н. Методика и результаты геологоразведочных работ на Туйметкинской, Улановской и Варваринкинской залежах сверхвязких нефтей шешминского горизонта с целью подготовки их к промышленному освоению. *Георесурсы*. 2016. Т. 18. № 1. С. 8-12. DOI: 10.18599/grs.18.1.2

Сведения об авторах

Раис Салихович Хисамов – д. геол.-мин. н., профессор, главный геолог – заместитель генерального директора ПАО «Татнефть». Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 75. Тел: +7(8553) 307-117

Максим Игоревич Саакян – заместитель генерального директора ФБУ «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых» («ГКЗ»). Россия, 119180, Москва, ул. Большая Полянка, 54, стр. 1. Тел: +7(499) 238-50-29

Рамиль Накипович Гатиятуллин – начальник Татарского геологоразведочного управления ПАО «Татнефть»

Камиль Акрамович Сухов – начальник научно-производственного центра «Геология сверхвязких нефтей», Татарское геологоразведочное управление ПАО «Татнефть»

Артур Зуфарович Ахметшин – ведущий геолог научно-производственного центра «Геология сверхвязких нефтей», Татарское геологоразведочное управление ПАО «Татнефть»

Ришат Наилевич Яруллин – ведущий инженер научно-производственного центра «Геология сверхвязких нефтей», Татарское геологоразведочное управление ПАО «Татнефть»

Россия, 420111, Казань, ул. Чернышевского, д. 23/25
Тел: +7(843)293-60-30
E-mail: akhmetchine87@mail.ru

Method and Results of Geological Exploration on the Tuimetkinsky, Ulanovsky and Varvarian Heavy Oil Deposits of Sheshmian Horizon for the Purpose of Pre-commercial Exploitation

R.S. Khisamov¹, M.I. Saakyan², R.N. Gatiyatullin³, K.A. Sukhov³, A.Z. Akhmetshin³, R.N. Yarullin³

¹PJSC Tatneft, Almeteyevsk, Russia

²State Reserves Committee, Moscow, Russia

³Tatar Geological Exploration Department PJSC Tatneft, Kazan, Russia

Received February 09, 2016

Abstract. The paper considers the method of geological exploration on heavy oil deposits of Sheshmian horizon used in PJSC Tatneft, and the requirements that must be fulfilled in order to obtain conditioning material (geophysical well logging, exploration well testing, analysis of core material and reservoir fluid, etc.).

As an example, the results of geological exploration on Tuimetkinsky, Ulanovsky and Varvarian deposits of heavy oil for the purpose of pre-commercial exploitation are considered. The obtained results allow to recalculate reserves of heavy oil deposits, clarify the dynamic viscosity of hydrocarbons and make adjustments to the state balance of oil reserves.

Keywords: Sheshmian horizon, method of geological exploration, exploration wells, core sampling, an optimal geophysical well logging complex, well testing, viscosity

References

Sukhov K.A. Otsenka resursov SVN permskoy sistemy kategorii S3 v predelakh litsenziy onogo uchastka nedr Novo-Elkhovskogo mestorozhdeniya nefi na osnove ispol'zovaniya materialov ekspluatatsionnogo fonda skvazhin [Evaluation of the heavy oil resources of permian system (category C3) within licensed area of Novo-Elkhovo oil field using operating wells materials]. Kazan. 2012. State Fund TGRU PJSC «Tatneft».

For citation: Khisamov R.S., Saakyan M.I., Gatiyatullin R.N., Sukhov K.A., Akhmetshin A.Z., Yarullin R.N. Method and Results of Geological Exploration on the Tuimetkinsky,

Ulanovsky and Varvarian Heavy Oil Deposits of Sheshmian Horizon for the Purpose of Pre-commercial Exploitation. *Georesursy* [Georesources]. 2016. V. 18. No. 1. Pp. 8-12. DOI: 10.18599/grs.18.1.2

Information about authors

Rais S. Khisamov – Doctor of Science, Professor, Deputy General Director – Chief Geologist of PJSC Tatneft
Russia, 423400, Almeteyevsk, Lenin str. 75
Phone: +7(8553)307-117

Maksim I. Saakyan – Deputy General Director, State Reserves Committee (Federal State-Funded Institution)
Russia, 119180, Moscow, Bo'shaya Polyanka str. 54, buil. 1
Phone: +7(499) 238-50-29

Ramil N. Gatiyatullin – Head of Tatar Geological Exploration Department PJSC Tatneft

Kamil A. Sukhov – Head of the Scientific and Production Centre «Geology of heavy oils»

Artur Z. Akhmetshin – Leading Geologist, Scientific and Production Centre «Geology of heavy oils»

Rishat N. Yarullin – Leading Engineer, Scientific and Production Centre «Geology of heavy oils»

Tatar Geological Exploration Department PJSC Tatneft
Russia, 420111, Kazan, Chernyshevsky str. 23/25
Phone: +7(843)293-60-30, e-mail: akhmetchine87@mail.ru