

## О надежности подготовки ловушек сейсморазведкой к бурению в верхней юре (Среднее Приобье)

**И.В. Касьянов**

НАО «Сибирский научно-аналитический центр», г. Тюмень  
e-mail: 1vkasjanov@gmail.com

**Аннотация.** В статье рассматриваются результаты анализа успешности бурения, количественного распределения подготовленных к бурению объектов и открытых залежей углеводородов по типу ловушек. Приведены основные результаты анализа достоверности сейсморазведочных работ при картировании ловушек в верхнеюрских отложениях на поисковых участках недр. Показано сопоставление прогнозной, по материалам 2D сейсморазведки, и фактической глубин отражающего горизонта Б в пробуренных поисковых скважинах на перспективные ловушки пластов Ю<sub>0</sub>, Ю<sub>1</sub>. Одним из главных направлений является поиск залежей нефти на малоамплитудных поднятиях и объектах неантиклинального типа.

**Ключевые слова:** структуры, отражающий горизонт, ловушки, нефтегазоносный комплекс, пласты, сейсморазведка.

**Для цитирования:** Касьянов И.В. О надежности подготовки ловушек сейсморазведкой к бурению в верхней юре (Среднее Приобье) // Актуальные проблемы нефти и газа. 2019. Вып. 1(24). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-24.art4>

Территория Среднего Приобья характеризуется высокой степенью геолого-геофизической изученности. Среднеобская нефтегазоносная область в контуре перспективных земель имеет площадь 125 тыс. км<sup>2</sup>, что составляет около 24% от общей площади территории ХМАО. В связи с исчерпанием фонда средних и крупных структур, к которым приурочены наиболее богатые по запасам месторождения углеводородов, поиски новых залежей ведутся на малоразмерных локальных поднятиях, а также неантиклинальных объектах. Это приводит к увеличению геологических рисков, повышению процента водоносных объектов. Основной причиной, на наш взгляд, является слабая эффективность площадных сейсмических исследований, направленных на решение задач поискового характера, а именно, на выявление и подготовку локальных объектов к глубокому бурению. После выполнения площадных работ, даже на участках с высокой плотностью сети профилей, в большинстве случаев не удается локализовать весь потенциал изученного сейсморазведкой участка.

На территории Среднего Приобья перспективы нефтеносности связываются с верхнеюрским нефтегазоносным комплексом (васюганский и баженовский нефтегазоносные подкомплексы). Регионально продуктивен горизонт Ю<sub>1</sub> васюганской свиты, в котором открыто более 100 залежей нефти (васюганский НГПК). Кроме того,

перспективен баженовский нефтегазоносный подкомплекс (пласт Ю<sub>0</sub> баженовской нефтематеринской свиты), в котором выявлено около 50 залежей УВ.

За период с 1990 по 2010 гг. сейсморазведкой МОГТ подготовлены к поисковому бурению 118 ловушек в резервуарах верхнеюрского нефтегазоносного комплекса (НГК). При этом из 108 ловушек васюганского нефтегазоносного подкомплекса (НГПК) выявлены залежи в 46 ловушках, то есть коэффициент успешности бурения ( $K_{усп}$ ) составил 0,43; из 10 ловушек баженовского НГПК залежи выявлены только в 3 ловушках, соответственно  $K_{усп}$  составил 0,3. Следует отметить, что коэффициент успешности поисков нефтяных месторождений в настоящее время находится в интервале 0,25–0,30 [1]. По результатам подготовки структур сейсморазведкой, рассматривая распределение ловушек по типам экранирования, в васюганском НГПК выделены 77 антиклинальных пластово-сводовых ловушек (СЛ), 31 структурно-литологическая, литологически-экранированная ловушка (СЛЛ, ЛЛ); в баженовском НГПК выделены 7 пластово-сводовых ловушек, две структурно-литологические и одна литологическая ловушка. При этом следует отметить, что из 34 прогнозируемых ловушек структурного типа после открытия в них залежей УВ подтвердились в 22 случаях (65% выборки), остальные являются структурно-литологическими. Отрицательные результаты бурения получены по 69 ловушкам васюганского и баженовского НГПК при коэффициенте успешности 0,42, из которых 44 ловушки, выделенные по сейсмическим материалам как антиклинальные, подтвердились в 18 случаях, то есть по наличию замкнутого контура локального поднятия. Такая тенденция объясняет осложнение геологического строения пластов васюганской свиты (Ю<sub>1</sub>), выражающееся повышением литологической неоднородности в сторону картирования неантиклинальных ловушек. Так, в пределах Среднеобской нефтегазоносной области, в зоне распространения песчаников васюганского типа разреза отмечается постепенное опесчанивание верхней подсвиты. Характерной особенностью является выклинивание песчаных пластов Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> с востока на запад, которое происходит снизу вверх по разрезу [2]. Отсутствие притоков нефти связывается с неверным представлением модели предполагаемых залежей УВ (неподтверждение структурного плана, погрешность трассирования границ распространения пород-коллекторов, отсутствие надежной покрышки), неоднозначность определения насыщения пластов по

данным ГИС, некачественный цементаж в скважине и прочее, а также некачественное опробование пластов в процессе бурения.

При анализе выделения ловушек и прогноза их нефтеносности на поисковых участках выявлены причины недостаточно высокой достоверности сейсморазведочных работ, которые приводятся ниже.

**1. Степень охвата контура ловушки сейсмическими профилями.** При структурных построениях по данным площадных сейсморазведочных работ 2D или 3D часто замыкание контуров ловушек носит условный характер, поскольку не обеспечивается покрытием профилей. Так, к примеру, при выделении структурно-литологической ловушки пласта ЮВ<sub>0</sub> (кровля отложений баженовской свиты, отражающий горизонт Б) в районе скв. 18Р Покачевской (Аманьская структурная группа) по приложенным к паспорту материалам сп 12/07-08 ООО «ТНГ-Юграсервис», северо-восточная часть объекта (структуры) не покрыта профилями сейсморазведки 3D и «держится» на двух профилях МОГТ-2D сп 5/80-81, образующих крест. При этом замыкающая изогипса в юго-восточной части контура структуры отрисована вне сети сейсмопрофилей, к востоку от площади сейсморазведочных работ, по общим геологическим соображениям, и потому замыкание ее недостоверное (рис.1). Считать данный объект подготовленным к поисковому бурению недопустимо. Следует отметить, что в отдельных случаях недостаточное обеспечение контуров прогнозных ловушек сетью сейсмических профилей может приводить к размыканию структур и их перерождению в структурные носы или седловины [3].

**2. Завышение подсчетных параметров при оценке ресурсов УВ.** К примеру, по результатам подготовки Восточно-Малой структуры к бурению была выполнена оценка перспективных ресурсов D<sub>0</sub> нефти (ООО «КогалымНИПИнефть», 2010). Амплитуды выделенных ловушек пластов ЮВ<sub>1</sub> и ЮВ<sub>0</sub> составили 6 и 5 м соответственно. При подсчете ресурсов нефти по ним эффективные нефтенасыщенные толщины определены со значениями 4,2 и 4,5 м. Даже если предположить, что прогнозируемая залежь в пласте ЮВ<sub>1</sub> должна быть массивной, то максимальное значение (когда нет глинистых пропластков) нефтенасыщенной толщины в вершине купола будет составлять 6 м, а среднее (геометрически) по данной массивной залежи – не более 3 м. Следовательно, оценка ресурсов должна быть уменьшена по крайней мере в 2 раза. Аналогично и для ловушки пласта ЮВ<sub>0</sub>.

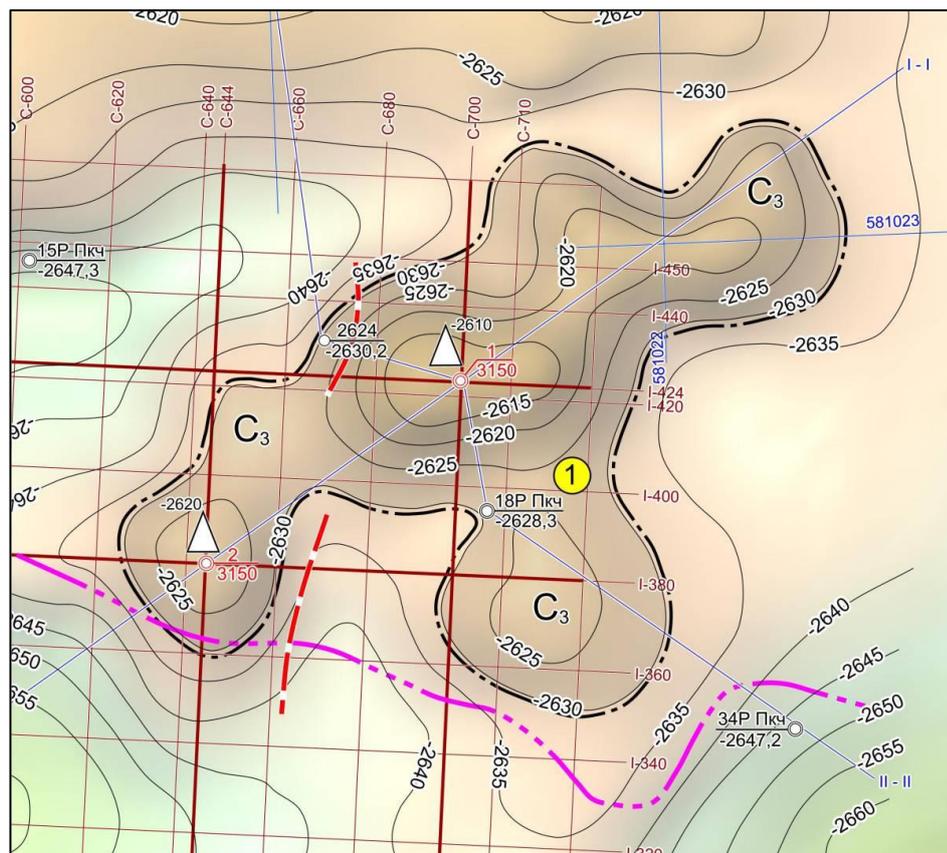


Рис. 1. Пример объекта с ловушкой, неполностью охваченной сейсмопрофилями

3. **Малоразмерность структур (объектов).** Часто наблюдается ситуация, когда величина погрешности структурных построений практически совпадает с амплитудой выделенной ловушки. Это приводит к неподтверждению объекта по результатам бурения, а сама оценка при прогнозе перспективных ресурсов нефти принимает нерентабельную величину (менее 0,3 млн т), что приводит к экономической нецелесообразности бурения скважин. Так к примеру, Сташенская структура с выделенными антиклинальными ловушками пластов Ю<sub>0</sub>, Ю<sub>2-4</sub> была списана с государственного баланса ресурсов в связи с малоразмерностью и низкой оценкой извлекаемых ресурсов нефти категории С<sub>3</sub> – 0,177 млн т [4].

4. **Выделение границ экранирования ловушек.** С увеличением степени изученности территории ХМАО в фонде подготовленных объектов возрастает доля ловушек, имеющих смешанный (структурно-литологический) и литологический контроль. Положение границ глинизации коллекторов, их замещения и выклинивания по результатам интерпретации площадных работ весьма условное. Оценка надежности таких объектов вызывает серьезные затруднения. На примере Северо-Щучьей СЛЛ

пласта ЮВ<sub>1</sub> показано недостоверное выделение границы литологического замещения коллекторов по данным интерпретации сейсморазведки МОГТ-2D, поскольку к востоку от нее отсутствуют пробуренные скважины для решения вопроса о наличии коллекторов или глинизации пласта (рис. 2).

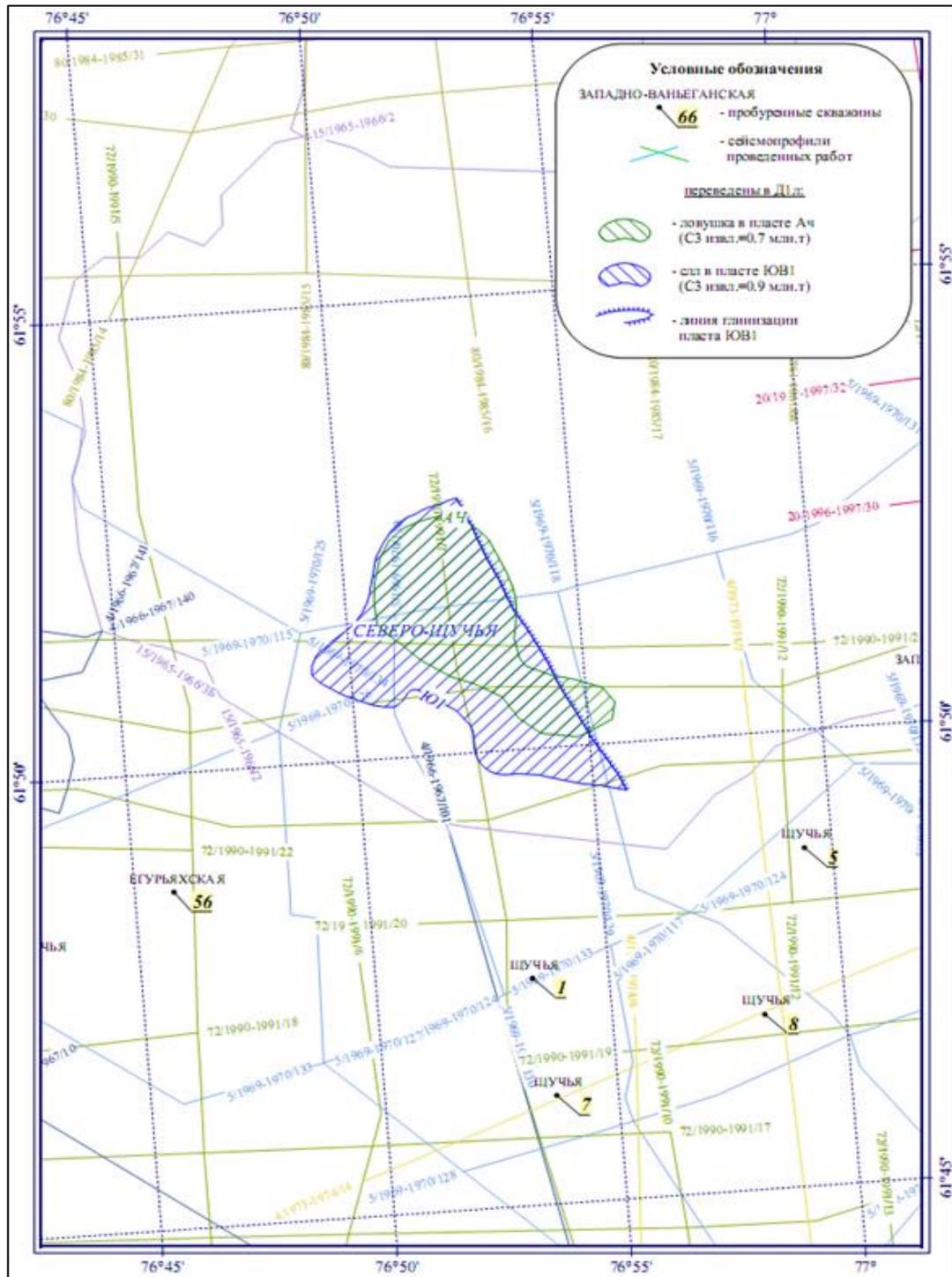


Рис. 2. Пример объекта с ловушкой, имеющей необоснованную границу литологического замещения

Еще один пример – на Дальней структуре в контуре перспективной ловушки ЮС<sub>1</sub> компанией «Сургутнефтегаз» в 2006 г. пробурена в куполе скважина 6206 Восточно-Васолухинская, примерно в 400 м северо-восточнее точки заложения проектной скважины 1. Обе скважины (пробуренная и проектная) заложены в сводовой части Дальней структуры (рис. 3). В скважине 6206 при испытаниях в пласте ЮС<sub>1</sub> притоки флюида не получены – объект «сухой» (отсутствие коллектора).

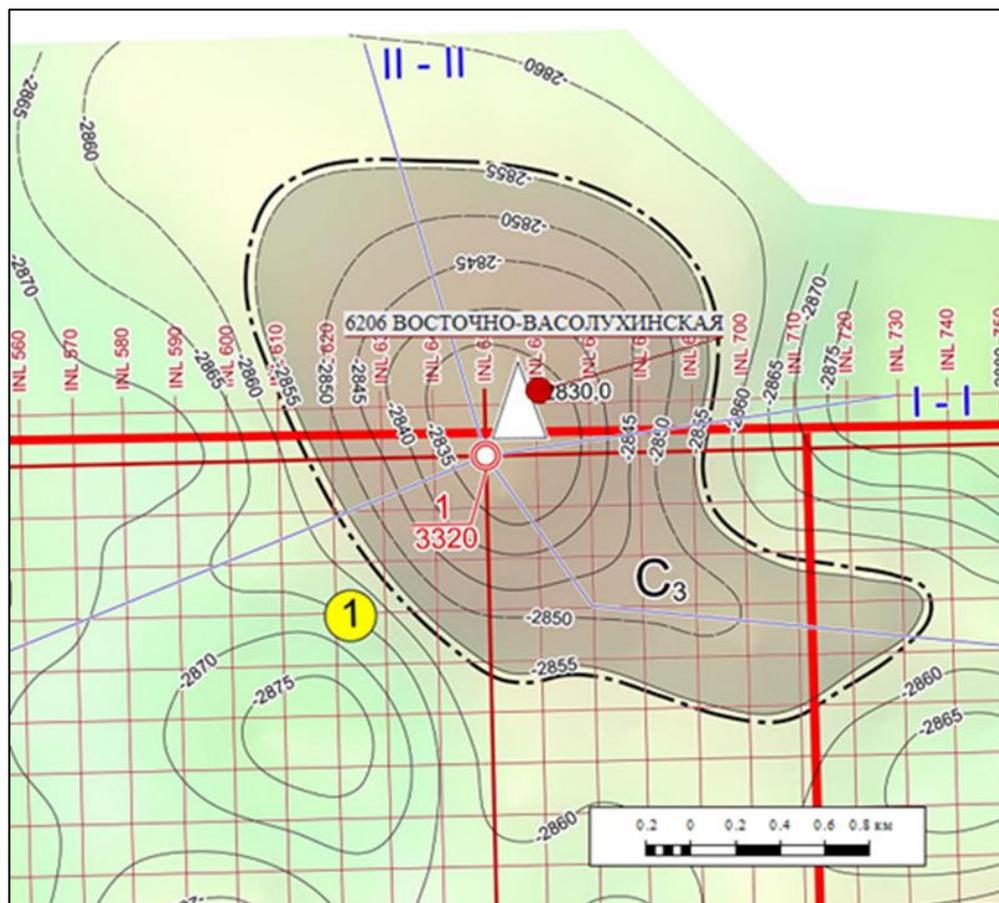


Рис. 3. Пример объекта с неверной прогнозной моделью ловушки

Формальный подход не позволяет отнести такие объекты к числу подготовленных к бурению. В этой ситуации единственно приемлемой становится экспертная оценка надежности всех элементов замыкания рассматриваемой ловушки. В интервалах разреза, характеризующихся сложным поведением коллекторов, существующие методы не позволяют с достаточной достоверностью картировать границы литологического выклинивания или замещения коллекторов, к примеру глинизации маломощных пропластков верхней юры или в отложениях ачимовской толщи, что значительно снижает возможности подготовки неструктурных ловушек. Очевидно, назрела острая

необходимость в целевой ориентации сейсмических работ на выявление неструктурных элементов (тектонических нарушений, границ выклинивания и замещения коллекторов и т.д.), являющихся наряду со структурным фактором естественными ограничителями перспективных ловушек. Выделение зон распространения улучшенных коллекторов также важно для планирования поискового бурения. Решение поставленных задач особенно актуально в настоящее время, так как неструктурные факторы контроля пространственного размещения залежей УВ на территории ХМАО становятся доминирующими.

При картировании ловушек в верхнеюрских отложениях (пласты Ю<sub>1</sub>, Ю<sub>0</sub>) на поисковом этапе пользуются структурной картой по отражающему горизонту Б (кровля баженовской свиты). По результатам сопоставления прогнозной Н<sub>с</sub> (по данным сейсморазведки-2D) и фактической Н<sub>б</sub> (по данным бурения) глубин ОГ Б в точках пробуренных поисково-разведочных скважин на 130 подготовленных сейсморазведкой структурах построен график зависимости расхождений глубин ( $dH = N_c - N_b$ ) от плотности сейсмических профилей (ПР, км/км<sup>2</sup>), представленный на рис. 4.

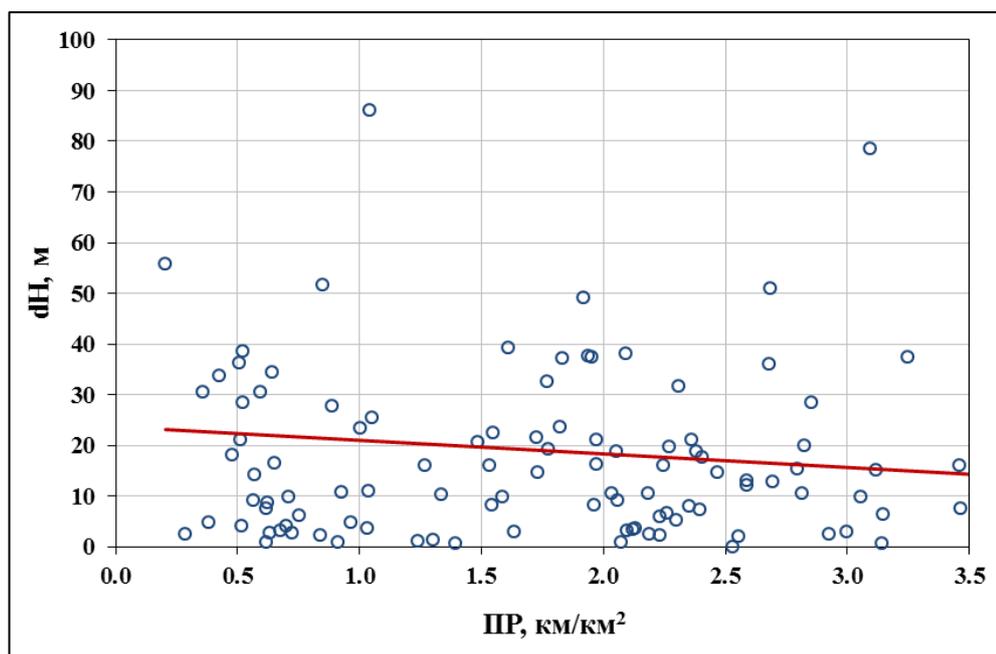


Рис. 4. Корреляционное поле между  $dH$  и ПР по структурам, выделенным по ОГ Б

Видно, что при повышении плотности сейсмических наблюдений съемки МОГТ-2D от 0,5 до 3,1 км/км<sup>2</sup> ошибки построений структурных поверхностей практически остаются на одном уровне – 17–20 м, что находится в пределах допустимой погрешности

для отражающего горизонта Б ( $\pm 20$  м). Ранее проведенными в «Тюменьнефтегеофизике» (Н.Н. Туманов, 1989 г.) исследованиями было установлено, что плотность сейсмопрофилей более  $1,5 \text{ км/км}^2$  для структурных построений является избыточной и не увеличивает их точности. Кроме того следует отметить, что выявленные залежи УВ в литологических, структурно-литологических ловушках верхнеюрских пластов на опосредованных бурением структурах за последние 20 лет, в среднем, характеризуются диапазоном изменения эффективных нефтенасыщенных толщин 1–5 м. В таких условиях бурение поисковых скважин рекомендуется проводить на ловушки с величиной амплитуды не менее 10 м.

В условиях возрастания неструктурных факторов контроля пространственного размещения залежей УВ, а также малоамплитудных структурных объектов в верхнеюрских резервуарах, при малых объемах поискового бурения рекомендуется проведение 3D-сейсморазведки, с применением технологий инверсии в кубы импеданса или псевдокаротажа. Определенная компенсация потерь числа выявленных объектов, в том числе литологически-ограниченных ловушек, может быть получена путем исследования укрупненных участков, изученных работами нескольких сейсмопартий. К сожалению, наличие земель различного народнохозяйственного статуса и принадлежность участков нескольким недропользователям ограничивает возможность выполнения работ по обобщению исследований больших территорий.

Устранение отмеченных выше недостатков (см. пп. 1–4 на с. 3–5) позволит повысить эффективность площадных сейсмических исследований, улучшить структуру фонда перспективных объектов, приведя ее в соответствие реальным перспективам нефтегазоносности территории. Важно, чтобы направления поисковых работ были согласованы с прогнозной оценкой ресурсов, соответствующей состоянию изученности на момент планирования.

### **Литература**

1. Бакиров А.А., Бакиров Э.А., Габриэлянц Г.А., Керимов В.Ю., Мстиславская Л.П. Теоретические основы поисков и разведки нефти и газа. М.: Недра, 2012. 412 с.
2. Атлас «Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа» / Ред. Э.А. Ахпателов, В.А. Волков, В.Н. Гончарова и др. Екатеринбург: Изд-во «ИздатНаукаСервис», 2004. 148 с.

3. *Кунин Н.Я.* Подготовка структур к глубокому бурению для поисков залежей нефти и газа. М.: Недра, 1981. 304 с.

4. *Шпильман А.В., Судат Л.Г., Судат Н.В.* и др. Мониторинг фонда подготовленных к бурению объектов с целью анализа состояния ресурсной базы углеводородов и оптимизации лицензионной деятельности по территории Ханты-Мансийского автономного округа. Тюмень, 2013. 115 с.

## About the reliability of preparing the traps by seismic exploration for drilling in the Upper Jurassic (the Middle Ob River Region)

**I.V. Kasyanov**

NJSC «Siberian Scientific and Analytical Center», Tyumen  
e-mail: 1vkasjanov@gmail.com

**Abstract.** The article discusses the results of the analysis of drilling success, the quantitative distribution of objects prepared for drilling and open hydrocarbon deposits by the type of traps. The main results of the analysis of seismic exploration reliability in mapping traps in the Upper Jurassic sediments on the search sites of the subsoil are given. Comparison of the predicted, by 2D seismic exploration materials, and actual depths of the reflecting horizon B of the drilled prospecting wells to the prospective  $Y_0$ ,  $Y_1$  reservoir traps is shown. One of the main directions is the search for oil deposits at low-amplitude uplifts and objects of non-anticlinal type.

**Keywords:** structures, reflecting horizon, traps, oil and gas complex, formations, seismic exploration.

**Citation:** *Kasyanov I.V.* About the reliability of preparing the traps by seismic exploration for drilling in the Upper Jurassic (the Middle Ob River Region) // Actual Problems of Oil and Gas. 2019. Iss. 1(24). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-24.art4> (In Russ.).

### References

1. *Bakirov A.A., Bakirov E.A., Gabrielyants G.A., Kerimov V.Yu., Mstislavskaya L.P.* Theoretical principles of oil and gas prospecting and exploration. Moscow: Nedra, 2012. 412 p. (In Russ.).
2. Atlas «Geology and oil-and-gas-bearing capacity of Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug» / Ed. E.A. Akhpatelov, V.A. Volkov, V.N. Goncharova et al. Yekaterinburg: IzdatNaukaServis, 2004. 148 p. (In Russ.).
3. *Kunin N.Ya.* Preparing structures for deep drilling to search for oil and gas deposits. Moscow: Nedra, 1981. 304 p. (In Russ.).
4. *Shpilman A.V., Sudat L.G., Sudat N.V. et al.* Monitoring the objects matured for drilling in order to evaluate the state of the resource base of hydrocarbons and optimize the licensing activity in Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug. Tyumen, 2013 115 p. (In Russ.).